

再生可能エネルギー開発の現状と課題

報 告 書

平成 18 年 12 月

社団法人 土木学会
エネルギー土木委員会
環境技術小委員会

まえがき

地球温暖化などの地球環境問題解決への対応や「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する法律（RPS法）」の施行等を受けて、現在小水力、風力、バイオマス発電等の各種再生可能エネルギーの開発・適用及び関連する技術開発が積極的に進められています。このような状況の中で、土木学会 エネルギー土木委員会 環境技術小委員会では、再生可能エネルギー開発の現状と課題をテーマとして選び、再生可能エネルギーの利用の現状と今後の普及に当たっての課題などについて、調査・取り纏めを行うことにしました。具体的には、環境技術小委員会の下に、平成 16 年度にワーキンググループを設立し、約 2 年半に渡って活動してきました。

報告書の執筆に当たっては、再生可能エネルギーとして風力発電、太陽光発電、地熱発電、小水力発電、バイオマス発電、廃棄物発電を取り上げ、この報告書があればエネルギー土木技術者が再生可能エネルギーの現状、課題及び今後の方向性を読み取れるとともに、再生可能エネルギーの開発に当たっての土木技術者の貢献方策についても提言できるよう、環境技術小委員会やワーキンググループの中で議論を進めてきました。第 7 章の再生可能エネルギーの普及に向けた提言では、エネルギー土木部門がインハウスエンジニアとして長年培ってきた技術力を活かして新たな事業分野への取り組みの場としての再生可能エネルギーの普及を取り上げ、そのなかで、

- ① 土木技術者による総合工学的な取り組み
- ② 新たな再生可能エネルギーの実用化に向けた技術開発の推進
- ③ CDM、J I の活用による海外への展開

を提言しています。

本報告書の内容が、エネルギー土木技術者が各種再生可能エネルギー開発の現状、課題及び今後の方向性を理解するのに活用され、新たな事業分野としての再生可能エネルギー開発へ取り組むきっかけとなれば幸いです。

最後に、ワーキンググループに参加していただいた各委員の方々をはじめ、貴重な研究資料、報告書などをご提供いただいた方々に深く感謝の意を表します。

平成 18 年 12 月

土木学会 エネルギー土木委員会
環境技術小委員会委員長 大石 和人

エネルギー土木委員会 環境技術小委員会

委員構成

[敬称略 ・ 50音順]

(平成18年9月現在)

委員長	大石 和人	東京電力(株)	技術開発研究所 設備基盤技術グループ マネージャー
委員	小田 康博	中国電力(株)	事業支援部門 土木運営担当 専任課長
〃	門木 秀一	北陸電力(株)	土木部 土木計画チーム統括(課長)
〃	川原 修司	経済産業省 原子力安全・保安院	原子力発電安全審査課 耐震安全審査室長
〃	紺野 秀博	東北電力(株)	土木建築部(土木建築業務) 課長
〃	佐伯 武俊	四国電力(株)	土木建築部 土木技術グループ グループリーダー
〃	清水 隆夫	(財)電力中央研究所 環境科学研究所	物理環境領域 領域リーダー
〃	鈴木 武	国土交通省 国土技術政策総合研究所	沿岸海洋部 沿岸域システム研究室 室長
〃	鶴田 正治	九州電力(株)	土木部技術・環境グループ 長
〃	新實 佳朗	中部電力(株)	技術開発本部 電力技術研究所 研究主査
〃	波多野 眞司	関西電力(株)	研究開発室 電力技術研究所 環境技術研究センター 主任研究員
〃	藤田 光一	国土交通省 国土技術政策総合研究所	環境研究部 河川環境研究室 室長
〃	横辻 宰	北海道電力(株)	土木部 電源開発グループ グループリーダー
〃	和田 明	日本大学大学院	総合科学研究科 環境科学専攻 教授
委員兼幹事	関根 裕治	東京電力(株)	技術開発研究所 設備基盤技術グループ 主管研究員
〃	矢田 崇恭	電源開発(株)	技術開発センター 茅ヶ崎研究所 環境科学研究室 課長
旧委員長	松尾 和俊	東京電力(株)	開発計画部(NPO法人 東京シュレー派遣)
旧委員	穴吹 敏範	㈱四電技術コンサルタント	土木技術部 部長
〃	笹川 稔郎	東北電力(株)	土木建築部(土木建築業務) 課長
〃	津田 勲	北陸電力(株)	土木部 土木技術チーム統括(課長)
〃	保科 公伯	中国電力(株)	事業支援部門 土木運営担当 マネージャー
〃	三浦 雅彦	中部電力(株)	土木建築部 技術・企画グループ 課長
旧委員兼幹事	芳賀 馨	電源開発(株)	水力・送変電事業部 西日本支店 土木グループ 課長
〃	村重 宏	電源開発(株)	国際事業部 IPP第1事業室 課長

以上

エ ネ ル ギ ー 土 木 委 員 会
環 境 技 術 小 委 員 会
再生可能エネルギー開発の現状と課題ワーキンググループ

委 員 構 成

[敬称略 ・ 50音順]

(平成18年9月現在)

主 査	新實 佳朗	中部電力(株)	技術開発本部	電力技術研究所	研究主査
委 員	小田 康博	中国電力(株)	事業支援部門	土木運営担当	専任課長
〃	門木 秀一	北陸電力(株)	土木部	土木計画チーム統括	(課長)
〃	紺野 秀博	東北電力(株)	土木建築部	(土木建築業務)	課長
〃	佐伯 武俊	四国電力(株)	土木建築部	土木技術グループ	グループリーダー
〃	鶴田 正治	九州電力(株)	土木部技術・環境グループ		長
〃	横辻 幸	北海道電力(株)	土木部	電源開発グループ	グループリーダー
幹 事	矢田 崇恭	電源開発(株)	技術開発センター	茅ヶ崎研究所	環境科学研究室 課長
執筆協力者	海江田 秀志	(財)電力中央研究所	地球工学研究所	地圏科学領域	領域リーダー (2.8.3章 高温岩体発電)

旧 主 査	三浦 雅彦	中部電力(株)	土木建築部	技術・企画グループ	課長
旧 委 員	穴吹 敏範	(株)四電技術コンサルタント	土木技術部		部長
〃	笹川 稔郎	東北電力(株)	土木建築部	(土木建築業務)	課長
〃	津田 勲	北陸電力(株)	土木部	土木技術チーム統括	(課長)
〃	保科 公伯	中国電力(株)	事業支援部門	土木運営担当	マネージャー
旧 幹 事	芳賀 馨	電源開発(株)	水力・送変電事業部	西日本支店	土木グループ 課長
〃	村重 宏	電源開発(株)	国際事業部	IPP第1事業室	課長

以 上

目次

第1章 再生可能エネルギー開発の意義と必要性	1
1. 1 再生可能エネルギーと地球環境問題	1
1. 2 地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情	1
1. 3 再生可能エネルギーの定義	2
1. 4 新エネルギー導入促進の取り組み	10
1. 5 再生可能エネルギーの開発に期待するところ	12
第2章 再生可能エネルギー開発の位置付けと開発の現状	18
2. 1 総エネルギー供給中の位置付け	18
2. 2 風力発電の現状と将来見通し	31
2. 3 太陽光発電の現状と将来見通し	38
2. 4 地熱発電の現状と将来見通し	43
2. 5 水力発電の現状と将来見通し	50
2. 6 バイオマス発電の現状と将来見通し	57
2. 7 廃棄物発電の現状と将来見通し	66
2. 8 研究開発途上の再生可能エネルギーの現状と将来見通し	70
第3章 再生可能エネルギー開発の課題	80
3. 1 風力発電	80
3. 2 太陽光発電	85
3. 3 地熱発電	89
3. 4 水力発電	98
3. 5 バイオマス発電	107
3. 6 廃棄物発電	116
第4章 再生可能エネルギー支援制度の現状と課題	123
4. 1 エネルギー関連の支援制度	123
4. 2 わが国における RPS 制度の現状と課題	131
4. 3 民間における取り組み	139
第5章 再生可能エネルギー開発の許認可手続きの現状と課題	143
5. 1 再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き	143
5. 2 再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント	162
第6章 再生可能エネルギー開発への土木技術者の貢献	181
6. 1 再生可能エネルギー発電事業の計画における土木技術の貢献	181
6. 2 各種プラントの建設における土木技術の貢献	184
6. 3 CDM プロジェクトにおける土木技術の貢献	192
第7章 再生可能エネルギーの普及に向けた提言	194

第1章 再生可能エネルギー開発の意義と必要性

1. 1 再生可能エネルギーと地球環境問題

再生可能エネルギーとは、有限で枯渇性の石油などの化石燃料や原子力とは異なり、自然現象において資源が再生可能なエネルギーのことをいう。具体的には、人類が原始の時代から利用してきた薪などのバイオマスや近代化の黎明期を支えた水力をはじめ、風力や太陽光・太陽熱、地熱、波力などがこれに分類される。これとよく似た言葉で新エネルギーという我が国独自の概念があり、通常は、石油代替エネルギーのうち、石炭、天然ガス、原子力、水力、地熱といった従来から普及されているエネルギー以外の新規性のあるものをいうが、政策的にはより広義に、クリーンエネルギー自動車やコージェネレーション、燃料電池発電など従来型エネルギーの新しい利用形態を含む。いずれにしても、再生可能エネルギー、新エネルギーは、二酸化炭素（CO₂）をはじめ窒素酸化物（NO_x）や硫黄酸化物（SO_x）の排出量が少なく環境負荷の小さいクリーンなエネルギーとして理解され、環境問題が深刻化する中で、その重要性はますます高まっている。(1),(2),(3)

とりわけ、地球温暖化はもっとも重要な環境問題である。気候変動に関する政府間パネル（IPCC：Intergovernmental Panel on Climate Change）の第三次評価報告書（2001年）(4),(5)によれば、20世紀に地球の平均気温が約0.6℃上昇したことをはじめ、地球上の雪氷面積の減少や平均海面の上昇など、地球温暖化がすでに始まっていることを示唆する事象が数多く示されている。また、その原因とされる温室効果ガスの濃度は確実に増加しており、中でも二酸化炭素（CO₂）濃度は1750年以降31%増加しており、過去42万年間で最も高い値となっている。IPCC排出シナリオに基づく気候の将来予測によれば、21世紀中に地球の平均気温が1.4～5.8℃上昇し、その結果、海面の上昇や異常気象の増加、浸水被害やマラリヤなど感染症の拡大などがあるとしている。現時点で世界全体の温室効果ガス排出量は、海洋や森林に吸収される量の2倍程度になっており、大気中の温室効果ガスは蓄積される一方である。温室効果ガスの大気中濃度を安定させるには、排出量と吸収量を同等にしなければならず、現在の排出量を大幅に削減する努力が必要である。現在、人為起源のCO₂の大気への放出のうち、約4分の3は化石燃料によるものであり、化石燃料への依存から脱却し、よりクリーンなエネルギーへと転換を図ることは、人類共通の急務となっている。

1. 2 地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情

1992年に採択され、1994年に発効した気候変動枠組条約は、「気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼすこととならない水準において大気中の温室効果ガスの濃度を安定させること」を究極的な目的としている。1997年に京都で開催された気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3）で採択され、2005年2月によりやく発効した京都議定書(6)は、先進国の温室効果ガスの排出量を2008年から2012年までの第1約束期間において、先進国全体で1990年比5%の削減を目的として、各国それぞれに法的拘束力のある数値が定められたものである。究極の目的には未だ遠く及ばないものの、その達成に向けた第一歩として多くの国の同意を得て同議定書が発効されたことは意義深い。この中で日本は6%の削減を約束しているが、実は2004年度における我が国

温室効果ガスは基準年比で既に 7.4%増加しており、削減目標との差は 13.4%と広がっている⁽²⁾。

この厳しい状況のなか、温室効果ガス削減目標 1990 年比 6%を確実に達成するために、2005 年 4 月 28 日に京都議定書目標達成計画⁽³⁾が閣議決定された。同計画において示された目標達成のための対策・施策は、大きく次の 3 項目、①温室効果ガスの排出削減、②森林吸収源の増大、③京都メカニズムの利用、に分けられる。そして、温室効果ガス削減目標に対し、それぞれが期待される割合は①0.5%、②3.9%、③1.6%、と見積られている。残念なことに、本来の趣旨からは最も重要であるはずの温室効果ガスの排出削減はもっとも期待効果が小さい。さらに内訳をみれば、温室効果ガスの約 8 割を占めるエネルギー起源の CO₂については、実はもっとも多くの対策が考えられているにもかかわらず、削減どころか 0.6%の増加が見込まれている。この原因としては、エネルギー消費の面では民生部門、運輸部門における消費が依然として増加すると見込まれること、エネルギー供給の面では、2010 年度までに運転開始する予定の原子力発電所の基数が減少する一方、エネルギーセキュリティの確保から石炭火力発電量が増加することが見込まれていること⁽⁴⁾などが挙げられる。また、同計画におけるエネルギー起源の CO₂削減対策は、例えば、地域冷暖房の普及、公共交通機関の利用促進、モーダルシフト、建築物の省エネルギー性能の向上、産業部門のエネルギー管理の徹底、トップランナー基準に基づく機器の効率向上など、その多くが省エネルギー施策であることが特徴的である。これは、環境と経済の両立という基本的な考え方のもとで数年内に成果をあげる対策としては、省エネ対策がより現実的であることを示しているが、それらの省エネ対策を以ってしてもエネルギー起源 CO₂が 0.6%増加してしまうという結果が、その限界をも示しているといえる。第 1 約束期間以降を見据えた場合、化石燃料依存からの脱却という根本的な CO₂対策を、より積極的に推進することが必要である。

1. 3 再生可能エネルギーの定義

1. 3. 1 日本における再生可能エネルギーの定義

(1) 一般的な定義

「再生可能エネルギー」という語は今日では日常語となっているが、その厳密な定義を設定することは実は容易ではなく、エネルギー問題を専門に扱う政府(系)機関、研究者、NGO 等が相互に少しずつ異なる独自の定義を主張している観すらある。また、類似の概念である「石油代替エネルギー」、「新エネルギー」、「自然エネルギー」等との区別も曖昧である。次に挙げるのは政府系機関、研究者、NGO が公表している「再生可能エネルギー」の定義の一例であるが、要件や具体例に少しずつ差異があることがわかる。

(例 1) 国立環境研究所 EIC ネット

自然エネルギーとは、太陽光や熱、風力、潮力、地熱など自然現象から得られるエネルギーである。石油や石炭などのいわゆる化石燃料が枯渇性の不安を抱えるのに対して、主に太陽が照りつづける限り枯渇の心配がないことから、「再生可能エネルギー」ともいわれる。

(例 2) 豊橋技術科学大学榊原・滝川(再生可能エネルギー)研究室

再生可能エネルギーとは、太陽光や風力など、自然界において繰り返し起こる現象によって得られるエネルギーを指す。どれだけ利用しても減少することがなく、半永久的に利用可能なことが特長である。これに対して石油・石炭などを枯渇性エネルギーと呼ぶことがある。

(例 3) 現代政治用語辞典 Pol-Words NET

再生可能エネルギーとは、有限で枯渇性の石油などの化石燃料や原子力とは異なり、自然現象において資源が再生可能なエネルギーのことである。具体的には、太陽光や太陽熱、水力や風力、バイオマス、地熱、波力などのエネルギーが挙げられる。ただし、自然環境に影響を与えるダム式水力などは区別されることがある。

上記の例にみるように、日常語としての「再生可能エネルギー」は、自然現象によって無限に発生するエネルギー、といった曖昧な意味で用いられ、時に「自然エネルギー」と同一視されている。しかし厳密な定義を示して「再生可能エネルギー」という語が用いられることは少ない。

次に述べるように、日本政府内でエネルギー問題を所管する経済産業省は、「石油代替エネルギー」、「再生可能エネルギー」、「新エネルギー利用等」、「新エネルギー等」の四者について、法令上またはそれに準ずる公式の定義を設定している。本報告書では、これら四つの用語については、特記しない限り経済産業省の定義を採用することとする。「自然エネルギー」については、経済産業省が所管する独立行政法人経済産業研究所が作成している総合エネルギー統計の定義を採用することとする。

(2) 再生可能エネルギーとその類概念の定義

a. 石油代替エネルギー

日本政府のエネルギー政策は、2度の石油ショックの経験を踏まえ、石油依存度の低減を重要な柱としてきた。政府は1980年に「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」（通称「石油代替エネルギー法」）を制定し、石油代替エネルギーの開発・導入を推進することとした。この法律で「石油代替エネルギー」は次のように定義され、石油とその製品以外のあらゆるエネルギー（石油以外の化石燃料と原子力を含めて）を含んでいる。

1) 石油に代えて燃焼の用に供される物、2) 石油を熱源とする熱に代えて使用される熱、3) 石油を熱源とする熱を変換して得られる動力に代えて使用される動力、4) 石油に係る動力を変換して得られる電気に代えて使用される電気。

b. 新エネルギー利用等

1997年に開催された気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3）において、日本の2010年に向けた二酸化炭素排出量の削減目標が設定された。この目標の達成に向けて非化石燃料エネルギーの導入を推進するため、政府は1997年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」（以下「新エネ法」という。）を制

定した。新エネ法は、「新エネルギー利用等」を推進するため、各主体の役割を明確化するとともに、新エネルギー利用等を行う事業者に対する金融上の支援措置等を規定している。

新エネ法による「新エネルギー利用等」の定義は、次のとおりである。

1)石油代替エネルギーを製造、発生、利用することおよび電気を変換して得られる動力を利用することのうち、2)すでに技術的に実用段階にあるが経済性の面で普及が十分でないものであって、3)その促進を図ることが石油代替エネルギーの導入を図るために特に必要なものとして政令で定めるもの。

新エネ法施行令は、上記の要件に該当する「新エネルギー利用等」を次のように規定している（（ ）内は（財）新エネルギー財団（以下「NEF」という。）による通称）。これらの項目の中で、⑧、⑨、⑫、⑮の4種類を「需要サイドの新エネルギー」、その他の11種類を「供給サイドの新エネルギー」とも呼んでいる。

- ① 再生資源を原料とする燃料を製造すること（廃棄物燃料製造）
- ② 動植物に由来する有機物（化石燃料を除く）を原料とする燃料を製造すること（バイオマス燃料製造）
- ③ 廃棄された物品若しくは副産物又は再生資源を原料とする燃料を、熱を得ることに利用すること（廃棄物熱利用）
- ④ バイオマス又はバイオマスを原料とする燃料を、熱を得ることに利用すること（バイオマス熱利用）
- ⑤ 太陽熱を給湯、暖房、冷房等に利用すること（太陽熱利用）
- ⑥ 冷凍設備を用いて海水、河川水その他の水を熱源とする熱を利用すること（温度差エネルギー）
- ⑦ 雪または氷を熱源とする熱を冷蔵、冷房等に利用すること（雪氷熱利用）
- ⑧ 天然ガスまたはメタノールを自動車の動力を得ることに利用すること（クリーンエネルギー自動車）
- ⑨ 電気を変換して得られる動力を自動車の動力を得ることに利用すること（クリーンエネルギー自動車）
- ⑩ 廃棄された物品若しくは副産物又は再生資源を原料とする燃料を、発電に利用すること（廃棄物発電）
- ⑪ バイオマス又はバイオマスを原料とする燃料を、発電に利用すること（バイオマス発電）
- ⑫ 天然ガスを発電に利用し、同時に得られる熱を給湯、暖房、冷房等に利用すること（天然ガスコージェネレーション）
- ⑬ 風力を発電に利用すること（風力発電）
- ⑭ 太陽電池を利用して電気を発生させること（太陽光発電）
- ⑮ 燃料電池を利用して電気を発生させること（燃料電池）

上の定義にみるように「新エネルギー利用等」とは、i. 自然現象または自然物（化石燃料以外）に由来するエネルギーから技術的に確立した水力・地熱発電を除いたもの、ii. 廃棄物（化石燃料に由来するものを除かない）に由来するエネル

ギー、iii. 化石燃料（石油以外）であっても従来と異なる利用の方法（需要サイドの新エネルギー）、という異質な三者を合成した、多分に人為的な概念であるといえる。

c. 新エネルギー等

諸外国においては、化石燃料への依存度を低減するため電気事業者による非化石エネルギーの利用を促進することが重要であると認識され、電気事業者に、その販売する電気の一定割合を非化石エネルギーで発電したものとすることを義務づける「RPS制度(Renewables Portfolio Standards)」が導入されている。日本政府も2002年に「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(以下「RPS法」という。)を制定し、RPS制度を導入した。

RPS法に基づき、電気事業者による利用を促進すべきものとして政府が指定している非化石エネルギーは、「新エネルギー等」という語で定義されている。名称は非常に似ているが、新エネルギー法に規定された「新エネルギー利用等」とは異なる範囲のエネルギーで、むしろ次に述べる「再生可能エネルギー」に近い。RPS法による「新エネルギー等」の定義は、次のとおりである。

1)風力、2)太陽光、3)地熱、4)水力（政令で定めるものに限る）、5)バイオマスを熱源とする熱、6)石油を熱源とする熱以外のエネルギーであって、政令で定めるもの。

RPS法施行令（政令）は、上記の要件に該当する「水力」を「水路式」で「出力が1,000kW以下」であるものと定義している。「地熱」の要件については、RPS法施行規則（省令）において、「地熱資源である熱水を著しく減少させない発電の方式」であることが規定されている。「バイオマス」の要件については、省令において、「廃棄物であるバイオマス」をも含めることができることが規定されている。6)の「政令で定める」エネルギーは、2005年現在、規定されていない。

RPS法については、第4章で詳細に論ずる。

d. 再生可能エネルギー

諸外国においては、日本の新エネ法に規定された「新エネルギー利用等」中の「供給サイドの新エネルギー」に近い範囲のエネルギーに、技術的に確立された自然エネルギーである水力発電と地熱発電を加えたものを「再生可能エネルギー」として統計上整理し、必要に応じて政策的支援を講じている場合が多い。この事実を踏まえ、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会の「報告書 今後の新エネルギー対策のあり方について」（2001年6月）は、「再生可能エネルギー」を次のように定義した。

「供給サイドの新エネルギー」に水力（揚水式を除く）及び地熱を合計したものの。

これが、日本政府による「再生可能エネルギー」の定義である。同報告書はまた、「供給サイドの新エネルギー」、「需要サイドの新エネルギー」、「再生可能エネルギー」の三者について、2010年までの導入目標値を設定した。

e. 自然エネルギー

日本では、「自然エネルギー」という語に対して法令上の定義は定められていない。(独)経済産業研究所は、総合エネルギー統計の作成に際して、「自然エネルギー」を次のように定義している。

燃料の消費を伴わないエネルギー源の供給・利用形態であって、太陽・風力・バイオマス等自然界に存在する非枯渇性のエネルギー源の需給を表現する項目。

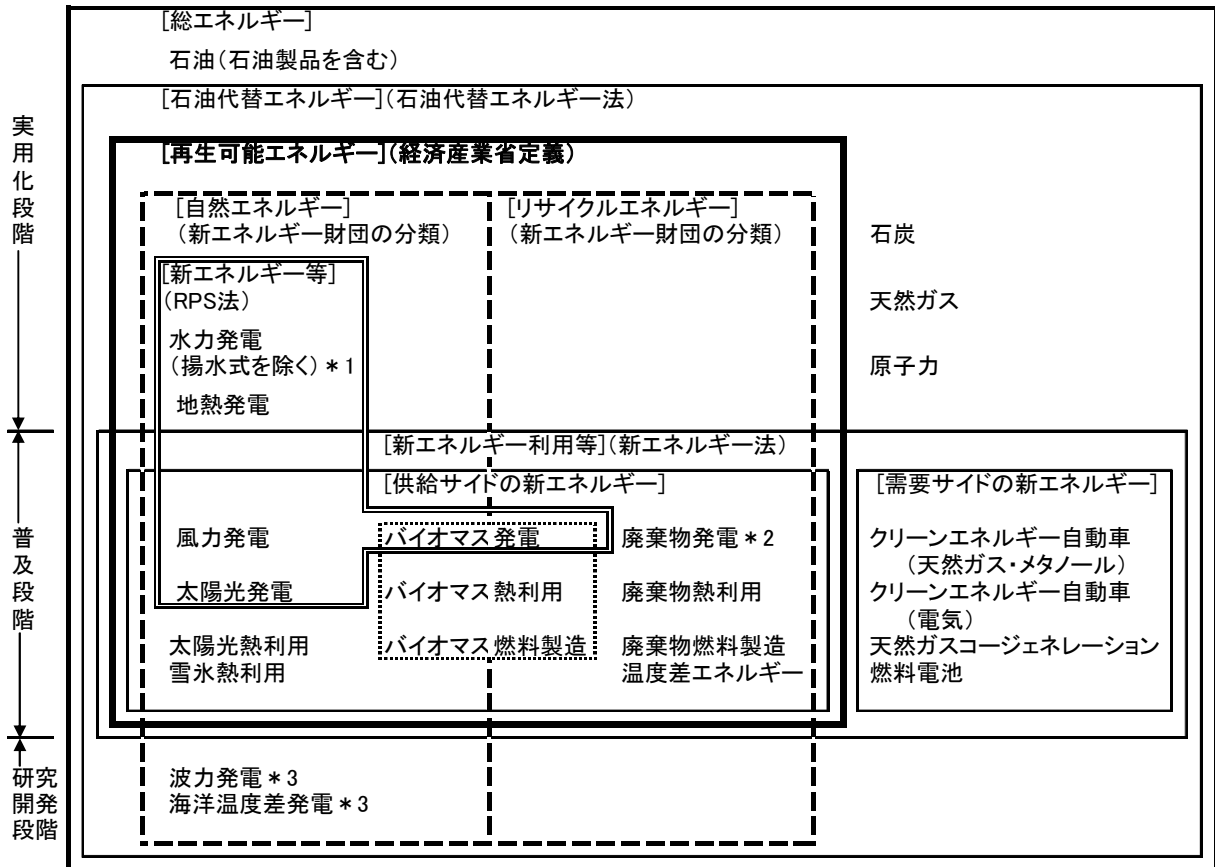
NEF のエネルギー分類図 (Web サイトページ「新エネルギーとは」、新エネルギーガイドブック) においては、文言での定義は示していないが、次のエネルギーを「自然エネルギー」に含めている。これらは、上の定義と整合している。

水力発電、地熱発電、太陽光発電、太陽熱利用、風力発電、雪氷熱利用、バイオマス発電 (一部)、バイオマス熱利用 (一部)、バイオマス燃料製造 (一部)、波力発電、海洋温度差発電。

自然エネルギーの中には、エネルギー資源としての利用技術が確立されていないものがある。その代表的なものは波力エネルギーと海洋温度差エネルギーである。経済産業省は、これらのエネルギーを「再生可能エネルギー」に含めていない。しかし NEF の分類図では、波力エネルギーと海洋温度差エネルギーを「再生可能エネルギー」に含めている。

f. 再生可能エネルギーを中心としたエネルギーの分類図

経済産業省の定義に基づき、エネルギー全体の中での再生可能エネルギーの位置づけを図示すると、図 1. 3-1 のようになる。図 1. 3-1 において「新エネルギー利用等」、「新エネルギー等」、「再生可能エネルギー」の構成要素は、経済産業省の定義に含まれる全種を挙げた。その他のエネルギーは代表的なものを挙げるにとどめ、必ずしも全種を記載していない。



* 1: 出力1MW超または高さ15m以上のダムを伴うものは、「新エネルギー等」に含まれない。
 * 2: 廃棄物であるバイオマスによるものは、「新エネルギー等」に含まれる。
 * 3: 新エネルギー財団の分類では、「再生可能エネルギー」に含まれる。

図1. 3-1 日本における再生可能エネルギーの定義

1. 3. 2 主要国における再生可能エネルギーの定義

(1) アメリカ合衆国

アメリカ合衆国エネルギー情報局 (EIA) は、毎年発行する「再生可能エネルギー年報」において、再生可能エネルギーの時系列の詳細なデータを報告している。この年報において再生可能エネルギーとして扱われているのは、風力、バイオマス、太陽光、地熱、水力（揚水式を除き、大規模在来型水力を含む）である(4)。

再生可能エネルギーの導入支援策としては、電気事業者によるグリーン料金制度、再生可能エネルギー・クレジットの取引等がある。グリーン料金制度の対象とされている再生可能エネルギーの種類は、風力、バイオマス、太陽光、地熱、小型水力である(5)。

(2) EU 諸国

欧州委員会は、1997年に提案した「再生可能エネルギー白書」において、2010年までに一次エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を12%にする

ことを定めた。また、同白書中の「テイク・オフ・キャンペーン」において、2003年までの再生可能エネルギー導入目標値を、その種類別に設定した。同白書において再生可能エネルギーとして挙げられているエネルギーは、次のとおりである。

- a. 風力
- b. 太陽光
- c. 太陽熱
- d. 小水力発電
- d. バイオ燃料
- e. バイオガス
- f. 木質バイオマス
- g. 地熱

欧州委員会による小水力発電の定義は、出力 10MW 未満とされている。しかしフランスは 12MW 未満を小水力発電と定義するなど、完全な統一はなされていない⁽⁶⁾。

英国では、2002年4月から、再生可能エネルギーを補助する制度として、「再生可能エネルギー購入義務制度 (RO)」が導入されている。この制度は、全ての電力小売事業者に対し、販売電力量の一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付けるものである。RO で定める再生可能エネルギーは、次のとおりである⁽⁷⁾⁽⁸⁾。

- a. バイオガス発電 (ランドフィルガス、下水消化ガスなど)
- b. バイオマス発電若しくは、バイオマスと化石燃料の混合燃焼発電
- c. 水力発電 (20MW 未満、または 20MW 以上で 2002年4月以降に運転開始したもの)
- d. 化石燃料に由来しない廃棄物のガス化、熱分解など新技术による発電
- e. 地熱、風力、波力、潮力、太陽光発電

(3) オーストラリア

オーストラリア政府は、1997年に「再生可能エネルギーの2%強制目標」(1997年に10.7%であった再生可能エネルギー発電の国内シェアを、2010年に12.7%に増加させる)を設定し、これを達成するため、2000年に「再生可能エネルギー(電気)法」、「再生可能エネルギー(電気[罰金])法」の2法律を制定した。これらの法律で再生可能エネルギーとして認可されるエネルギーは、以下のように広い範囲で、かつ細かく定義されている⁽⁹⁾。

- a. バガス (サトウキビの廃棄物) コージェネレーション
- b. 黒液 (製紙産業の廃棄物)
- c. 木材廃棄物
- d. エネルギー農作物
- e. 農作物廃棄物
- f. 食物・農作物の湿性廃棄物

- g. 埋立地ガス
- h. 都市ゴミ（固体）の燃焼
- i. 下水汚泥ガス
- j. 地熱
- k. 潮汐
- l. 太陽光発電及び、太陽光発熱使用の再生可能エネルギー独立型電力供給システム
- m. 風力及び、風力と他エネルギーのハイブリッド REPS システム
- n. 小型水力 REPS システム
- o. 太陽熱給湯システム
- p. 再生可能燃料との混焼
- q. 波力
- r. 海洋エネルギー
- s. 燃料電池
- t. 高温岩体
- u. その他水力
- v. その他風力
- w. その他太陽エネルギー

上記のように、他の先進国と比較してのオーストラリアの再生可能エネルギーの定義の特徴は、次の4点に要約される。

- ① 廃棄物発電が含まれること。
- ② （化石燃料に依存する）燃料電池が含まれること
- ③ 潮汐、高温岩体など、技術開発途上のエネルギーが含まれること。
- ④ 大規模水力発電が含まれること。

（4）中華人民共和国

中華人民共和国政府は、2005年2月に「再生可能エネルギー法」を公布し、2006年1月から施行されている。この法律は再生可能エネルギーの開発利用の加速促進、エネルギー供給の拡大、エネルギー構造の改善、エネルギーの安全保障、環境保護・経済と社会の持続可能な発展促進の5つを目的とし、電力網企業による基準に適合した再生可能エネルギー電力の全量買取の義務等を規定している。この法律で定義される再生可能エネルギーは、「風力、太陽エネルギー、水力、バイオマスエネルギー、地熱エネルギー、海洋エネルギー等の非化石エネルギーをいう。」「低効率缶で藁、薪、糞便を直接燃焼させる方法には、本法は適用しない。」本法の水力発電への適用は「全て国务院エネルギー主管部門が定め、国务院が批准する」(10)・(11)。

上記の定義において、「等」は法の条文に記載されているが、これが具体的に何を含むかは不明である。

(5) 日本と諸外国の比較

日本を含む主要国における再生可能エネルギーの定義をまとめると、表1. 3-1 のようになる。

表1. 3-1 主要国における再生可能エネルギーの定義

○：認定 △：条件付認定 ×：非認定

国名	水力(揚水式除く)	太陽光	風力	地熱	バイオマス(非化石)	廃棄物	雪氷熱	温度差エネルギー	波力、潮流、海洋温度差	その他
日本	○	○	○	○	○	○	○	○	×	×
アメリカ	○	○	○	○	○	×	×	×	×	×
EU諸国	△	○	○	○	○	△	×	×	×	×
オーストラリア	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
中国	○	○	○	○	○	不明	不明	不明	○	不明

各国における再生可能エネルギーの認定範囲を比較すると、以下の事実が指摘できる。

a. 共通して認定されているエネルギー

太陽光、風力、地熱、バイオマス（化石燃料に由来しないもの）の4種類は、全ての国において認定されている。

b. 水力発電の位置づけの差異

水力発電（揚水式を除く）を、規模にかかわらず認定する国（日本等）と、ある規模以下に限定して認定する国（EU諸国）がある。また日本と米国は、大規模水力発電について、再生可能エネルギーと認定はするが、政府としての助成を行っていない。

c. 廃棄物エネルギーの位置づけの差異

廃棄物エネルギー（発電、熱利用、燃料）について、全て認定する国（日本、オーストラリア）、化石燃料に由来しないものに限定して認定する国（EU諸国）、認定しない国（米国）がある。

d. 研究開発段階のエネルギーの位置づけの差異

オーストラリアは、研究開発段階の（と推測される）ものを含めて、通常考え得る再生可能なエネルギーを全て認定している点で特徴的である。その他の国では研究開発段階のエネルギーを認定していない場合が多いが、英国が波力・潮流を認定している。また日本は、諸外国が認定していないエネルギーとして、雪氷と温度差エネルギーを認定している。それぞれの国の自然条件を考慮した場合に、実用化または今後の拡大の可能性が高いものが認定されているようである。

1. 4 新エネルギー導入促進の取り組み

2003年に国会に報告された国のエネルギー基本計画⁽¹⁾⁽²⁾は、安定供給の確保、環境への適合、市場原理の活用という、ともすれば相矛盾する3つの基本方針のもとに、長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策を示している。この中で、省エネルギー対策の推進や原子力の開発と安全性の確保などの重点項目に並んで、新エネルギーにつ

いても、環境への負荷が小さいこと、またエネルギーの多様化、国産化によるエネルギーセキュリティの向上にも寄与することから大きく取り扱われている。もっとも、当面は補完的なエネルギーとして位置づけられており、長期的には主要なエネルギー源の一翼を担うことを期待して、技術開発の支援を行うこと、市場原理の中で駆逐されないよう導入にあたっての負担軽減策を講じること、とされている。

国による新エネルギー導入促進の歴史は古く、石油ショック以後の 1980 年に、主にエネルギーセキュリティ向上が強い動機となって「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」が制定された。その後、新エネルギーの環境側面への期待が高まる中、COP3 が開催された 1997 年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」が施行された。同法における「新エネルギー利用等」の定義は、「技術的に実用化段階に達しつつあるが、経済性の面での制約から普及が十分でないもので、石油代替エネルギーの導入を図るために特に必要なもの」としており、風力発電や太陽光発電、バイオマス、廃棄物、などが含まれるが、実用段階に達した水力発電や地熱発電、研究開発段階にある波力発電や海洋温度差発電は、再生可能エネルギーであってもその対象としていない。一方で、従来型エネルギーであっても利用形態が新しく環境にも優しいクリーンエネルギー自動車やコージェネレーション、燃料電池などを含んでいる。この特別措置法により、政府が新エネルギー利用等を総合的に推進するための基本方針⁽⁴⁾を策定・公表すること、その基本方針を踏まえてエネルギー使用者やエネルギー供給者は促進のために努力する責務を負うこと、が定められ、国全体としての取り組み体制を明確化した。さらに、新エネルギー利用等を行う事業者に対し、債務保証や金融支援などの助成制度などを定めており、新エネルギーの一層の普及拡大を促進するものになっている。また、2003 年に施行された RPS 法は、電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務づけることにより、新エネルギー等のさらなる普及を推進するものである。この義務を伴う法律で対象とするエネルギーは、風力、太陽光、バイオマスに加え、新エネルギーには指定されていない地熱と中小水力を含み、より経済面での制約が小さい現実性の高いものとなっている。ただし、地熱については熱水を著しく減少させないもの、中小水力は水路式で 1,000kW 以下、とされており周辺環境へ影響を配慮している。初年度である 2004 年度は、すべての電気事業者が履行義務を果たし、全体の義務量 32.8 億 kWh を達成した⁽⁵⁾。しかし、義務量は年々増加し 2010 年には約 4 倍に達する見通しであり、電気事業者にはよりいっそうの努力が求められることになる。

新エネルギーの利用等を促進するための法整備と並行して、各種の政策支援も実施されており、新エネルギー関連予算は年々増加しており、2004 年度では総額 1,613 億円に達している⁽⁷⁾。これらは技術開発や実証試験にも充てられるが、そのうちの約 6 割は導入促進に充てられており、新エネルギーの事業展開を強くバックアップしている。また、多くの地方自治体では、地域の新エネルギービジョンを策定して、都市ゴミを利用した廃棄物発電や公用車へのクリーンエネルギー自動車の導入なども積極的に行ったり、国の補助に上乗せした補助金の供与や低利融資などの資金面での支援措置を実施している。民間では、電力会社等は、中小水力発電、地熱発電の他、比較的規模の大きい太陽光発電、風力発電、燃料電池等の実用に向けた設置が進められて

いる。また、ガス、製薬、化学会社やホテルではコージェネレーションの導入も顕著である。鉄鋼業などでは大規模な廃熱発電が実施されている。電力会社が一般の消費者・企業から電気料金とあわせて寄付金を集め、これを新エネルギー発電への助成にあてる「グリーン電力基金」や、グリーン電力の持つ環境付加価値に着目し、この部分を証書化して、その利用を希望する企業・団体等と取り引きする「グリーン電力証書システム」、なども民間主導のユニークな取り組みである⁹⁾。

1. 5 再生可能エネルギーの開発に期待するところ

以上のように、最近では再生可能エネルギーあるいは新エネルギーの必要性が広く社会に認識されるようになり、国全体としての取り組み体制、支援制度が整いつつある。これらにより、新エネルギー等の開発、導入は飛躍的に進むものと期待したい。一方で、実際の国内の総エネルギーに占める新エネルギーなどの割合は、「長期エネルギー需要見通し(2001)」によれば、1999年現在で1.1%、2010年でも1.6%と¹⁾極めてわずかであることも忘れてはならない。京都議定書において約束された日本の温室効果ガス削減目標の中で新エネルギーを期待する割合も微々たるものである。しかし、気候変動枠組条約の究極の目的である温室効果ガスの濃度の安定を目指した場合、省エネルギーの限界や、原子力立地の難しさ等を考慮すると、新エネルギーや再生可能エネルギーにこそ期待して行かなければならない。

ところで、新エネルギー導入への課題として経済面や出力の不安定性、あるいは景観など周辺環境の悪化などが議論されることが多いが、根本的な課題として自然界における賦存量に物理的な限界があることも認識しなくてはならない。経済産業省の総合エネルギー調査会新エネルギー部会の資料(2000年1月)²⁾によれば、供給サイドの新エネルギーの実際的な潜在量の合計は36~64百万kl(原油換算)として試算されている。これは一次エネルギー総供給総量の6~10%に過ぎない。このため、現在注目されている新エネルギー以外にも裾野を広げる努力が必要である。水力や地熱はもちろん、波浪や潮汐、海洋温度差などの海洋エネルギーについても、開発の手を緩める訳にはいかない。IEAによる欧州の再生可能エネルギーの将来予想³⁾では、風力と太陽光に次いで海洋エネルギーの進展を挙げている。現在、我が国で新エネルギーといえば、太陽光や風力、バイオマス、燃料電池、といった土木技術者にはやや馴染みの薄い技術が多いが、将来を見据えた場合、我々土木技術者の活躍の場はまだ残されているといえる。

また、先に述べた京都メカニズムとは、京都議定書で定められた温室効果ガス削減のための仕組みであり、削減目標が自国だけで達成できない場合に、市場メカニズムを利用して他国との国際協調により排出削減目標を達成しようとするものである。具体的には「共同実施、JI (Joint Implementation)」(以下、「JI」という。)、⁴⁾「クリーン開発メカニズム、CDM (Clean Development Mechanism)」(以下、「CDM」という。)、⁵⁾「排出権取引、Emission Trading」(以下、「ET」という。)⁶⁾の3種類が認められている。このうちJIやCDMは他国と協調して温室効果ガス削減プロジェクトを共同実施し、そこから生じる削減分(クレジット)を取引する制度である⁴⁾。JIが先進国間での共同実施であるのに対し、CDMは先進国と途上国の間で行うものである。

我が国のように発電効率や省エネルギー技術が世界最高水準の国にとって、現状以上に温室効果ガスを削減することは大変困難であるため、これらの技術を他国に展開することでクレジットが得られるこの仕組みは、目標達成のための有効な手段である。また同時に、これらの技術をもつ企業にとっては市場が世界に広がる大きなビジネスチャンスとなる。世界に先んじた再生可能エネルギー関連の技術開発は、CDM/JIにも大いに貢献すると期待される。

以上のように、人類の生存をかけた戦いともいえる再生可能エネルギーの開発は、多岐の分野にまたがっており、開発の余地も大いに残されている、と同時にビジネスの場としても整備されつつあるので、土木学会としても再生可能エネルギーの技術開発を積極的に推進していかなければならない。

参考文献

1. 1 再生可能エネルギーと地球環境問題

- (1) 経済産業省、資源エネルギー庁. 新エネルギー利用等の促進に関する基本方針. 2002. (online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/kohosys/press/0003553/0/021227sinene.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (2) 新エネルギー財団. 日本の新エネルギー導入の現状と促進のための取り組み. 1999. (online), available from
〈http://www.flinthill.co.jp/job/foundation/japan_new_energy.pdf〉
(accessed 2005-05-20).
- (3) 総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会、今後の新エネルギー対策のあり方について、2001. (online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g10705bj.pdf>〉
(accessed 2005-05-20).
- (4) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); Working Group I. Climate Change 2001: The Scientific Basis. (online), available from
〈http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/index.htm〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (5) 気象庁訳. IPCC 第3次評価報告書～作業部会報告書 気候変化 2001 科学的根拠 政策決定者向けの要約 (気象庁訳) . (online), available from
〈http://www.data.kishou.go.jp/climate/cpdinfo/ipcc_tar/spm/spm.htm〉 ,
(accessed 2005-05-20).

1. 2 地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情

- (1) Kyoto Protocol to The United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998、(online), available from
〈<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (2) 環境省「2004年度(平成16年度)の温室効果ガス排出量速報値について 平成17年10月」(online), available from
〈<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg/2004sokuho.pdf>〉 ,
(accessed 2006-03-24).
- (3) 地球温暖化対策推進本部. 京都議定書目標達成計画. 2005. (online), available from
〈<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kakugi/050428keikaku.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (4) (財) エネルギー総合工学研究所. 新エネルギーの展望 地球温暖化—再改訂版—. 2004. (online), available from
〈<http://www.iae.or.jp/publish/pdf/2003-1.pdf>〉 , (accessed 2005-05-20).
- (5) 総合資源エネルギー調査会：総合部会／需要部会. 今後のエネルギー政策について.

2001. (online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/report/data/g10713aj.html>〉,
(accessed 2005-05-20).

- (6) 地球温暖化対策技術検討会. 平成16年度第3回 資料1ー今後、30年程度の間
に何をなすべきか?ー. 2004. (online), available from
〈http://www.env.go.jp/earth/gijyutsu_k/16_03/index.html〉,
(accessed 2005-05-20).

1. 3 再生可能エネルギーの定義

- (1) 気象庁訳. IPCC 第3次評価報告書～作業部会報告書 気候変化2001 科学的根拠 政策決定者向けの要約 (気象庁訳). (online)
- (2) 環境省「2004年度(平成16年度)の温室効果ガス排出量速報値について 平成17年10月」
- (3) 総合資源エネルギー調査会. 総合部会/需要部会. 今後のエネルギー政策について. 2001. (online)
- (4) 千葉. 【新エネルギー】米国エネルギー情報局(EIA)「再生可能エネルギーの動向2003」 2003年暫定データに基づく報告書(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構 海外レポート2005.3.9, No.951:13-19.
- (5) 飯沼他. 海外事務所報告1 米国電気事業の最近の動向 電力自由化の状況と原子力を巡る情勢. 海外電力 Vol.46, No.2. 2004年2月号
- (6) 林. 欧州の再生可能エネルギーの動向(2003年) EU白書の目標と導入実績. 海外電力 Vol.47, No.4. 2005年4月号
- (7) 林. 再生可能エネルギー購入義務制度(RO)の実績検証(英国) 導入1年目におけるROの遵守状況. 海外電力 Vol.46, No.6. 2004年6月号
- (8) 伊勢、藤井、大西. 欧州諸国の再生可能エネルギー発電に対する支援策 不確実性の下での政策オプションの選択とは. 海外電力 Vol.45, No.10. 2003年10月号
- (9) NEDO. 豪州における再生可能エネルギー法の導入. 新エネルギー海外情報01-No.3. 2005年4月5日
- (10) 志村、曲. 【特集】政策/新エネルギー 「中華人民共和国再生可能エネルギー法」が公布 2006年1月から施行. NEDO海外レポート. No. 951. 2005.3.9
- (11) 北京共同事務所. 中国「再生可能エネルギー法」の制定. 海外電力 Vol.47, No.5. 2005年5月

1. 4 新エネルギー導入促進の取り組み

- (1) 資源エネルギー庁:総合政策課. エネルギー基本計画. 2003.
(online), available from
〈http://www.meti.go.jp/kohosys/press/0004573/1/0301007energy2_.pdf〉,
(accessed 2005-05-20).
- (2) 資源エネルギー庁:総合政策課. エネルギー基本計画の骨子. 2003.
(online), available from

- 〈<http://www.meti.go.jp/kohosys/press/0004573/0/0301007energy1.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (3) 経済産業省、資源エネルギー庁. 新エネルギー利用等の促進に関する基本方針. 2002.
(online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/kohosys/press/0003553/0/021227sinene.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (4) 新エネルギー財団. 日本の新エネルギー導入の現状と促進のための取り組み. 1999.
(online), available from
〈http://www.flinthill.co.jp/job/foundation/japan_new_energy.pdf〉
(accessed 2005-05-20).
- (5) 経済産業省、資源エネルギー庁. 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置の平成15年度の施行状況について. 2004.
(online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/press/0005435/0/040723denkijigyousha.pdf>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (6) 資源エネルギー庁：省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー等電気利用推進室.
RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について. 2004.
(online), available from
〈http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/rps_move/chosa_kekka.html〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (7) 資源エネルギー庁ホームページより「新エネルギー関係予算等 について」
(online), available from
〈<http://www.enecho.meti.go.jp/policy/newenergy/newene5.htm>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (8) NEDO 技術開発機構エネルギー対策推進室、平成15年度新エネルギー導入促進事業、
2004.
(online), available from 〈http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/pamphlets/dounyuu/jigyuu_dokuhou.pdf〉 , (accessed 2005-10-20).
- (9) 財団法人日本エネルギー経済研究所、国内外のグリーン電力精度（プログラム）に関する調査：平成15年度新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査、2004. (online),
available from
〈<http://www.enecho.meti.go.jp/040903green.pdf>〉 , (accessed 2005-10-20).

1. 5 再生可能エネルギーの開発に期待するところ

- (1) 総合資源エネルギー調査会：総合部会／需要部会. 今後のエネルギー政策について.
2001.
(online), available from
〈<http://www.meti.go.jp/report/data/g10713aj.html>〉 ,
(accessed 2005-05-20).
- (2) 総合エネルギー調査会：新エネルギー部会. 新エネルギー部会における検討状況、2000.

(online), available from <http://www.meti.go.jp/kohosys/committee/oldsummary/0000856/0001.html> , (accessed 2005-05-20).

(3) 国際エネルギー機関 (IEA)、World Energy Outlook、2004

(4) 環境省地球環境局. 平成14年 CDM/JI に関する検討調査報告書. 2003.

(online), available from

<http://www.env.go.jp/earth/report/h15-05/index.html> ,

(accessed 2005-05-20).

|

第2章 再生可能エネルギー開発の位置付けと開発の現状

2. 1 総エネルギー供給中の位置付け

2. 1. 1 日本における総エネルギー供給中の位置づけ

総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会の報告書「今後の新エネルギー対策のあり方について」（2001年6月）は、日本政府の新エネルギー導入目標として、「供給サイドの新エネルギー」と「再生可能エネルギー」について、1999年度の導入実績と2010年度における導入目標を公表した（これらの検討結果は、「導入実績」の値を最新の数値に差し替えた上で、後年の「エネルギー白書」等に引用されている）。その概要を表2. 1-1、表2. 1-2に示す。

表2. 1-1、表2. 1-2において「現行対策維持ケース」とは、1999年時点で実施されていた新エネルギー関係対策の枠組みを維持した場合に予想される導入量である。「目標ケース」とは、「官民の最大限の努力を前提とした目標量」で、「これまでの導入実績と見通し、物理的な潜在的導入可能量、将来の技術やコストの見通し、前回（1998年）設定した導入目標量等を考慮し」て設定された値である。

表2. 1-1 供給サイドの新エネルギーの現状と導入目標

エネルギーの種類	1999年度実績		2010年度見通し/目標				2010（目標ケース） /1999
	原油換算 (万kl)	設備容量 (万kW)	現行対策維持ケース		目標ケース		
			原油換算 (万kl)	設備容量 (万kW)	原油換算 (万kl)	設備容量 (万kW)	
（発電分野）							
太陽光発電	5.3	20.9	62	254	118	482	約23倍
風力発電	3.5	8.3	32	78	134	300	約38倍
廃棄物発電	115	90	208	175	552	417	約5倍
バイオマス発電	5.4	8.0	13	16	34	33	約6倍
（熱利用分野）							
太陽熱利用	98	—	72	—	439	—	約4倍
未利用エネルギー (雪氷熱を含む)	4.1	—	9.3	—	58	—	約14倍
廃棄物熱利用	4.4	—	4.4	—	14	—	約3倍
バイオマス熱利用	—	—	—	—	67	—	—
黒液・廃材等*1	457	—	479	—	494	—	約1.1倍
合計 (一次エネルギー・総供給に 占める割合)	693 (1.2%)	—	878 (1.4%)	—	1910 (3%程度)	—	約3倍
一次エネルギー・総供給*2	約5.9億kl		約6.2億kl		約6.0億kl		

*1：バイオマスの一つとして整理されるものであり、発電として利用される分を一部含む。

*2：総合資源エネルギー調査会第4回総合部会及び第4回需給部会合同部会（2003年5月14日）
で提示された値。

表2. 1-2 再生可能エネルギーの現状と導入目標 (単位: 原油換算百万kl)

エネルギーの種類	1999年度実績	2010年度見通し/目標		2010(目標ケース)/1999
		現行対策維持ケース	目標ケース	
供給サイドの新エネルギー計	7	9	19	約2.7倍
水力発電 (揚水式を除く)	21	20	20	約1倍
地熱	1	1	1	約1倍
再生可能エネルギー供給計 (一次エネルギー総供給に占める割合)	29 (4.9%)	30 (4.8%)	40 (7%程度)	約1.4倍
一次エネルギー総供給*1	593	622	602程度	

*1: 総合資源エネルギー調査会第4回総合部会及び第4回需給部会合同部会 (2003年5月14日で提示された値)

2. 1. 2 諸外国における総エネルギー供給中の位置付け

(1) アメリカ合衆国

1999年における総エネルギー供給量は 96.763×10^{15} Btu (*) であった。そのうち再生可能エネルギー分は 6.587×10^{15} Btu であり、総エネルギー供給量に占める比率は 6.81% であった⁽¹⁾。

米国エネルギー省統計局が発表した、2010年の一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーの比率は、6.9%である。ただしこの数値は見通し的な試算値であり、政治的目標的な値であるEUの数値とは位置づけが異なる⁽²⁾。

*: 英国熱量単位。1Btu = 0.252kCal。1kCal = 4.18605kJ (計量法規定)、原油 1l = 38.2MJ (経済産業省「総合エネルギー統計」) で換算すると、1Btu = 原油 2.76×10^{-8} kl となる。

(2) EU 諸国

2000年における最終エネルギー消費は 1455×10^6 原油換算 t であった。そのうち再生可能エネルギー分は 87.8×10^6 原油換算 t であり、最終エネルギー消費に占める比率は 6.0% であった。

2001年の「再生可能エネルギーに関する欧州指令」により、2010年までに、この比率を 11.4% (180×10^6 原油換算 t) に上昇させる計画である⁽³⁾。また2001年の「グリーン電力推進に関する欧州指令」により、2010年までに、電力供給量の 22.1% を再生可能エネルギー電力で賄う計画である。これらの目標値は、大規模水力発電 (10MW 超) を含めた値である⁽⁴⁾。電力については、大規模水力を除いた目標値もあり、2010年の総電力消費量に占める比率を 12.5% とする計画である⁽⁵⁾。

(3) オーストラリア

1997年に 10.7% であった再生可能エネルギー発電の国内シェアを、2010年に 12.7% に増加させるため、"Mandatory Renewable Energy Target (MRET) Scheme" を制定した。2010年における再生可能エネルギー発電量の目標値は 9,500GWh とされ、それに向かって漸増する途中年度目標値も設定されている⁽⁶⁾。

(4) 中華人民共和国

2004年6月に開催された"International Conference for Renewable Energies, Bonn 2004"に基づいて中国政府が発表した"Formulating National Renewable Energy Development Strategy and Plan"によると、2010年までに再生可能エネルギーの総量を、総発電設備容量の10% (60GW) にし、2020年までに同12% (121GW) にすることとされている。ただし上記の目標値では、水力発電を小規模なものに限定している⁽⁶⁾。

また2005年に制定された「再生可能エネルギー法」は、政府に対し、再生可能エネルギーの開発利用の「総量目標」と「利用計画」の策定と実施を義務付けている⁽⁷⁾。

(5) 日本と諸外国の比較

日本を含む主要国における再生可能エネルギーの導入実績と将来目標をまとめると、表2. 1-3のようになる。

表2. 1-3 主要国における再生可能エネルギーの導入目標
一次エネルギー総供給（消費）に対する比率（大規模水力含む）

国名	現状		目標	
	比率 (%)	年	比率 (%)	年
日本	4.9 (供給)	1999	約7 (供給)	2010
米国	6.81 (供給)	1999	6.9 (供給)	2010
EU 諸国	6.0 (消費)	2000	11.4 (消費)	2010
EU 諸国*	15.1	2000	22.1	2010
オーストラリア*	10.7	1997	12.7	2010
中国	約3 (消費)	2003	18 (消費)	2020

*電力総供給量に対する比率

2. 1. 3 CDM ツールとしての再生可能エネルギー

(1) CDM 制度

2005年2月、先進国が2008年から2012年までの間に、温室効果ガスの排出を削減することを約束した「京都議定書」が発効し、わが国は温室効果ガスの排出量を1990年に比べて6%削減する義務を負うことになった。京都議定書の遵守は、2013年以降2015年夏頃までの調整期間終了時点で償却口座にあるクレジット量と約束期間中の実際の排出量を比較して行われることになっている。既に1.4において触れたが、削減目標が自国だけで達成できない場合に市場メカニズムを利用して他国との国際協調により排出削減目標の達成をめざすものとして、「海外における排出削減量若しくは初期割当を自国の排出削減約束の達成に利用できる制度」－京都メカニズム－が京都議定書に記載されているが、京都議定書の発効に伴い、京都メカニズムも本格的に運用されることとなった。

京都メカニズムの一つがCDMである。具体的には、先進国と途上国が共同で温室効果ガス削減のために事業を実施し、その削減分（CER：Certified Emission Reduction）を投資国（先進国）が自国の目標達成に利用できる制度で、その概念は図2. 1-1に示す通りである。

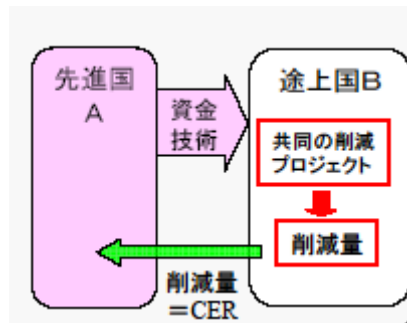
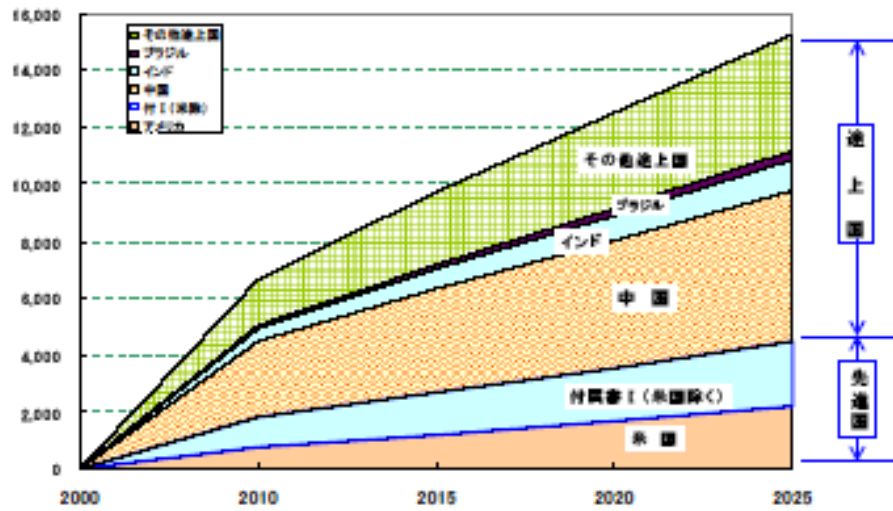


図2. 1-1 CDMの概念⁽⁹⁾

そもそも、地球温暖化現象への対応の難しさは、その主原因であるとされているCO₂が人類が火を使い始めて以来の日々の営みの結果、発生するものであり、その排出が加速されたのが近代文明をもたらした産業革命以降である点にあった。特に途上国において、今後、順調に人口増加と生活水準の向上が進んだ場合、図2. 1-2に示す通り、開発途上国の温室効果ガス排出量が大きく増加し、量的には先進国分プラス旧共産圏分を上回るばかりか開発途上国だけで現在の排出量の二倍を上回るとの見通しもなされている⁽⁹⁾。

尚、1.5においても触れた通り、京都メカニズムにおいては、温室効果ガス削減のための共同事業の実施は先進国と途上国間のみならず、先進国間でも共同事業の実施が可能であり、これはJIと呼ばれている⁽¹⁰⁾。

世界の二酸化炭素排出量増分の見通し



(出典)米国エネルギー省データをもとに経済産業省作成

図2. 1-2 二酸化炭素排出量見通し⁽⁹⁾

したがって、地球温暖化問題の解決のためには途上国の温室効果ガス排出量をいかに抑制するかが重要であり、そのための方策として「先進国では実用化された省エネルギー技術の途上国への移転」、「先進国で実用化されつつある再生可能エネルギー技術の途上国への移転」が掲げられた。これを制度化したものがCDMである。現在、わが国で培っている再生可能エネルギー技術の活用の場として、今後、大いに期待できる制度である。なお、京都議定書においては、具体的に以下のように定義されている。

非附属書I国において附属書I国が省エネプロジェクト等を実施し、当該プロジェクトから得られる温室効果ガスの追加的削減量を第三者機関が認証してクレジットを発行し、その全部又は一部を当事者間の合意によって、移転する仕組みをCDMという。

ここに、附属書I国とは、気候変動枠組み条約の附属書I国に列挙されている国であり、京都議定書附属書Bに掲げられた排出削減に関する数量目標を有している。わが国を含んだいわゆる先進国、旧ソ連・東欧等の移行経済諸国がこれに該当し、現在、41ヶ国が附属書I国になっている。非附属書I国とはいわゆる発展途上国であり、排出削減に関する数値目標を有していない国をいい、現在、148ヶ国が非附属書I国になっている⁽¹⁰⁾。

(2) CDM とエネルギー土木補助制度の活用ー

既にわが国のエネルギー土木部門は、途上国に対して水力あるいは火力発電所等のインフラ整備のために多数の海外技術協力を行ってきた。さらに、昨今は海外でIPP (Independent Power Producer: 独立電気事業者) 事業の実施事例も出てきており、調査・設計・施工のみならず設備の維持管理に至るまで、あらゆるプロジェクトサイクルについて途上国における運営ノウハウを有するに至って

いる。

2005年4月には京都議定書目標達成計画が閣議決定されたが、そこでは目標達成のための対策・施策として京都メカニズムの本格活用に向けたプロジェクト形成支援も明記されている。現在のプロジェクト形成に向けた主要な支援制度は以下の通りである。

a. 補助金

民間事業者が、海外においてCDM/JIとして行う温室効果ガス削減事業に対して補助（補助率は4分の1）を行う。補助対象は、①事前審査（有効化費用等）、②事業実施（設備費、工事費等）、③事後審査（検証費用等）で、これらを分けて募集・補助する。

b. ファンド

CDM/JI事業に対して資金拠出等を行うファンドを創設し、CDM/JI事業から発生した排出削減量（クレジット）を出資者に配分する制度で、こうしたファンドに対して政府系金融機関からも出資を行う。

c. 融資等

CDM/JI事業に対して、国際協力銀行の有する金融ツール（輸出金融、投資金融、アントайд・ローン）を利用することが出来る。

d. F/S等

以下の3つのF/S調査支援制度が用意されている。尚、（ ）内は各制度の主管団体である。

1) 共同実施等推進基礎調査（NEDO）

エネルギー有効利用技術（省エネルギー技術、石油代替エネルギー技術）の導入を通じ、温室効果ガス排出量削減に有効であり、かつ将来のCDM/JIに結びつく有望な民間プロジェクトを発掘・支援するF/S調査。

2) 地球環境・プラント活性化事業等調査（JETRO：独立行政法人日本貿易振興機構）

地球温暖化防止等の円借款有望案件、プラント活性化案件等を発掘・支援するF/S調査。

3) エネルギー有効利用モデル事業（NEDO）

我が国において既に実用に供されているエネルギー有効利用技術（省エネルギー技術・石油代替エネルギー技術）を、未だ当該技術の普及が遅れている関係国のエネルギー多消費産業施設等に適用することにより有効性を実証し、定着・普及を推進するためのモデル事業。

従来、海外技術協力においては、各事業者の技術力もさることながら補助ツールの有効活用が不可欠であった。補助ツールの活用について、既に海外技術協力

で培われてきた実務的なノウハウは CDM 事業において十分に適用が可能と考える。また、現段階においては、わが国が京都議定書で約束した 6%削減への道のりはまだ遠く、CDM 活用の潜在的なニーズは高い。したがって、エネルギー土木部門にとって、再生可能エネルギーによる CDM 事業の創成は新たな活躍の場として大いに期待が持てる次第である。

(3) CDM プロジェクトの実現に向けた手続き

CDM プロジェクトは CER (Certified Emission Reduction) を獲得するのが目的である。本来、プロジェクトの便益は金銭的な価値で示されるものであるが、それが CO₂ 原単位で示される点が CDM 事業の特徴である。金銭的な価値で示すためには、京都メカニズムの一つである ET (排出権取引) のプロセスを経る必要がある。

費用対効果の部分については未だ不明確ではあるが、2004 年 9 月現在、政府においても京都メカニズムの活用の際し、「①約束達成に不足する差分が最終的に確定する 2013 年以降に京都メカニズムを活用するでは約束達成に必要な量のクレジットを取得できないおそれが高いこと」、「②CDM、JI、GIS (グリーン投資スキーム) については、計画からクレジットの取得までに 3~7 年程度を要する (リードタイムが存在する) こと」、「③諸外国では既に京都メカニズムの活用に着手し、良質なプロジェクトの発掘・形成やクレジットの取得を計画的に進めていること」等を踏まえ、必要なクレジット量を確実にかつ費用効果的に取得するため、2006 年度から政府によるクレジット取得制度を予算措置することが必要として基盤整備を図っている⁽¹⁰⁾。

CDM プロジェクトの実現にあたってはプロジェクト実施前とプロジェクト実施後の 2 段階でそれぞれ手続きが必要となる。諸手続きにおいては、ホスト国 (非附属書 I 国) と投資国 (附属書 I 国) の他、京都議定書締約国会議、その下部組織である CDM 理事会、および CDM 理事会からの信任に基づき京都議定書締約国会議の指定を受けた指定運営機関の 3 つの組織が関与しており、そのために若干、複雑な手続きになっている。CDM プロジェクトの実現に向けた手続きは以下の通りである⁽¹⁰⁾。

【プロジェクト実施前】

a. プロジェクト計画・事前準備

CDM プロジェクトは、基本的には省エネルギー技術あるいは再生可能エネルギー技術を途上国に移転するものであるが、以下の点に留意する。

- 「原子力施設ではないこと」、また「政府も参加した、公的資金を伴うプロジェクトの場合、ODA 資金が流用されてはならない」等の制限がある。
- 「最大発電容量が 15 メガワット (もしくは相当分) までの再生可能エネルギープロジェクト-エネルギー供給」、「需要面でエネルギー消費量を最大年間 15 ギガワットアワー (もしくは相当分) 削減する省エネプロジェクト」、「人為的排出量を削減するプロジェクトであって排出量が二酸化炭素換算

で年間15キロトン未満のもの」については、小規模なプロジェクトとして、手続きが簡素化されている。

b. 投資国及びホスト国による承認

プロジェクト事業者は投資国とホスト国にCDMプロジェクトの承認申請を提出し、審査・承認を受けた後、承認書を運営組織に提出する。

c. 有効化

プロジェクト事業者はプロジェクト設計書を作成し、運営組織に提出する。運営組織は有効化審査を実施し、30日以内にその他締約国、NGO、マルチステークホルダー等のパブリックコメントを集約し、有効化報告書を作成する。

d. 登録

運営組織は有効化報告書をCDM理事会に登録申請し、審査を受けた後、登録を受ける。

【プロジェクト実施後】

e. モニタリング

プロジェクト実施者は、プロジェクト実施に際しモニタリングを実施し、プロジェクトから実際に温室効果ガスの追加的な排出削減が生じていることを確認する。

f. 検証

プロジェクト実施後、実施者はモニタリング報告書を作成し、運営組織に提出する。運営組織はモニタリング報告を公表すると同時に検証する。その後、プロジェクト実施者、投資国とホスト国、CDM理事会に検証報告書を通知し、内容を公表する。

g. 認証

指定運営機関が検証報告書を踏まえ、一定期間内にCDM事業が達成した追加的排出削減量(当該プロジェクトが存在していなければ発生していなかった削減量)を書面で確認することをいう。その後、指定運営機関は速やかにプロジェクト実施者、投資国とホスト国、CDM理事会に対して書面で認証報告書を通知し、その内容が公表される。

h. CER の発行

指定運営機関がCDM理事会に認証報告書を提出することにより、CDM理事会にCERの発行が申請されたことになる。CDM理事会は報告書を受理した後、15日以内に投資国、ホスト国、CDM理事会委員のいずれかよりレビュー要請がなければ、CERを発行する。尚、レビューは詐欺や指定運営機関の能力不足による原

因といった事項に限定して行われる。

i. 日本国内レジストリーへの払い込み

CDM理事会は非附属書 I 国によるCERの発行、保有、移転、獲得を正確に計上することを目的としてCDM登録簿を確立し、これを維持する。尚、CDM登録簿とは標準化された電子データベースである。この中で、CDMの事務コスト、途上国の適応活動に必要な収益の配分に相当する分を差し引いた残りのクレジット（CER）がプロジェクト実施者、ホスト国、投資国の各登録簿内の口座に移転される。

(4) 再生可能エネルギーによる CDM 事業

2006年9月現在の日本政府が承認したCDM/JIプロジェクトは表2. 1-4に示す通り62件(NO39が欠番)あるが、このうち再生可能エネルギー関連のものは26件で、その内訳はバイオマス12件、風力6件、水力8件である。また、現在国連には、約300件のCDM案件が登録されている⁽¹²⁾。

表2. 1-4 日本政府が承認したCDM/JIプロジェクト (2006年9月現在) ⁽¹¹⁾

NO	プロジェクト名	承認年月日	ホスト国	申請者	排出削減量 予測(万ト ンCO2/年間)	支援担当 省庁	進捗状況
63	<u>ポーランド共和国・Tymien 風力発電プロジェクト</u>	2006年9月1日	ポーランド	日本カーボンファイナンス(株)	9	経済産業省	ホスト国承認審査中
62	<u>団波水力発電プロジェクト</u>	2006年8月28日	中国	東京電力(株)	14	経済産業省	ホスト国承認審査済み
61	<u>中国山西アルミ燃料転換プロジェクト</u>	2006年8月23日	中国	丸紅(株)	16	経済産業省	ホスト国承認審査済み
60	<u>サンタ・マチルダ バイオマス発電プロジェクト</u>	2006年8月15日	ホンジュラス	東京電力(株)	4.5	経済産業省	ホスト国承認審査済み
59	<u>韓国忠清北道(Chungcheongbuk-do)に位置する総発電量746kWのバイオマス発電プロジェクト</u>	2006年8月11日	韓国	三菱UFJ証券(株)	0.48	経済産業省 環境省	ホスト国承認審査中
58	<u>La Vuelta and La Herradura 水カプロジェクト</u>	2006年8月11日	コロンビア	電源開発(株)	7.2	経済産業省 環境省	ホスト国承認審査済み
57	<u>カンボジア国における榊殻発電事業</u>	2006年8月3日	カンボジア	三菱UFJ証券(株)	5.2	経済産業省 環境省	CDM 理事会登録済み
56	<u>ルエタイ12.2MW水力発電プロジェクト</u>	2006年7月10日	中国	関西電力(株)	4.2	経済産業省	CDM 理事会審査中
55	<u>カンフェン15MW水力発電プロジェクト</u>	2006年7月10日	中国	関西電力(株)	5.2	経済産業省	ホスト国承認審査済み
54	<u>エタノール工場における好熱性嫌気消化技術を用いた廃水処理プロジェクト</u>	2006年6月23日	フィリピン	三菱商事(株)	8.1	経済産業省	CDM 理事会審査中
53	<u>中国新疆ウルムチ・トリ 30MW 風力発電プロジェクト</u>	2006年6月12日	中国	東京電力(株)	9.4	経済産業省	CDM 理事会審査中
52	<u>甘肅省党河水力発電プロジェクト</u>	2006年6月12日	中国	日本カーボンファイナンス(株)	16.2	経済産業省	ホスト国承認審査済み
51	<u>Pakarab Fertilizer 社 N2O テールガス分解プロジェクト</u>	2006年6月12日	パキスタン	三菱商事株式会社	115	経済産業省	CDM 理事会審査中
50	<u>煙台石炭ボイラ高効率化プロジェクト</u>	2006年6月12日	中国	出光興産株式会社	0.56	経済産業省	ホスト国承認審査中
49	<u>El Henequen ランドフィルガス削減プロジェクト</u>	2006年4月27日	コロンビア	電源開発(株)	17	経済産業省	ホスト国承認審査中
48	<u>マレーシア国ペラク州に位置する総発電量11.5MWのパーム椰子房有効利用バイオマス発電事業</u>	2006年4月20日	マレーシア	三菱UFJ証券(株)	15.6	経済産業省 環境省	ホスト国承認審査中

47	ブラジル国 Aquarius 小水力プロジェクト	2006年4月20日	ブラジル	電源開発(株)	1.4	経済産業省	ホスト国承認審査中
46	サバ州サンダカンに位置する総発電量が11.5MWのパーム椰子房有効利用バイオマス発電事業(キナバイオパワー)	2006年4月18日	マレーシア	(株)農業技術マーケティング	25	経済産業省	CDM 理事会登録済み
						環境省	
45	サバ州サンダカンに位置する総発電量が11.5MWのパーム椰子房有効利用バイオマス発電事業(セグントールバイオエネルギー)	2006年4月18日	マレーシア	(株)農業技術マーケティング	25	経済産業省	CDM 理事会登録済み
						環境省	
44	South Nyirseg バイオエネルギープロジェクト	2006年3月13日	ハンガリー	東北電力株式会社	10	経済産業省	ホスト国承認済み
43	ロシア連邦における HFC23 の熱破壊による温室効果ガス排出削減	2006年3月13日	ロシア	住友商事株式会社	39	経済産業省	ホスト国承認審査中
						環境省	
42	カナブラバ・ランドフィルガス・プロジェクト	2006年2月17日	ブラジル	ナットソース・ジャパン(株)	21	経済産業省	ホスト国承認審査中
41	マレーシア国における工場省エネ事業 (PHAAM, PCOM(PJ), PCOM(SA), PEDMA, MEDEM)	2006年2月2日	マレーシア	松下電器産業(株)	0.7	経済産業省	ホスト国承認済み
40	マレーシア国における工場省エネ事業(MAPREC, PRDM, PSCDDM, PAVCJM, PCM)	2006年2月2日	マレーシア	松下電器産業(株)	0.2	経済産業省	ホスト国承認済み
38	エジプト・アラブ共和国ザファラーナ風力発電所プロジェクト	2006年1月27日	エジプト	国際協力銀行	25	外務省	ホスト国承認審査中
37	インド IFFCO 社・アンモニア製造プラント改良による蒸気消費量削減プロジェクト	2006年1月24日	インド	日本カーボンファイナンス株式会社	26	経済産業省	ホスト国承認済み
36	ヨークス乾式消化設備モデル事業	2006年1月10日	インド	NEDO	13.7	経済産業省	ホスト国承認済み
35	インドネシア、プラン島における養豚場糞尿貯蔵池からのメタンガス回収プロジェクト	2005年12月27日	インドネシア	三井物産(株)	17	経済産業省	CDM 理事会登録済み
34	ユンドウック風力発電プロジェクト	2005年12月27日	韓国	丸紅(株)	6	経済産業省	CDM 理事会登録済み
33	レパント・ランドフィルのガス処理プロジェクト	2005年12月27日	チリ	三井物産(株)	40	経済産業省	CDM 理事会登録済み
32	ソンマック水力発電所再生プロジェクト	2005年12月20日	ベトナム	東北電力(株)	0.4	経済産業省	CDM 理事会登録済み
31	ベトナムゴム工場からの廃水の嫌気性処理とエネルギーの回収プロジェクト	2005年12月19日	ベトナム	新日鉱テクニクス(株)	0.9	経済産業省	ホスト国承認審査中
30	山東東岳 HFC23 破壊プロジェクト	2005年12月14日	中国	三菱商事(株)・新日本製鉄(株)	1011	経済産業省	CDM 理事会登録済み
29	チュンバグア・コジェネレーション・プロジェクト	2005年12月12日	ホンジュラス	三井物産(株)	2	経済産業省	ホスト国承認審査中
28	インド、ビハールおよびアッタープラデシュ農村地帯における低費用の灌漑設備の普及拡大プロジェクト	2005年12月5日	インド	リコー(株)	1	経済産業省	ホスト国承認済み

27	系統連結型バガスコジェネレーション発電	2005年11月11日	エルサルバドル	リコー(株)	3.7	経済産業省	ホスト国承認済み
26	トレスバレス・コジェネレーション・プロジェクト	2005年11月11日	ホンジュラス	三井物産(株)	1.2	経済産業省	ホスト国承認済み
25	南アフリカ共和国・Chlookop 廃棄物埋立処分場メタンガス回収処理プロジェクト	2005年11月11日	南アフリカ	日本カーボンファイナンス(株)	19	経済産業省	有効化審査中
24	中国浙江巨化公司 HFC23 分解 CDM プロジェクト	2005年11月11日	中国	JMD 温暖化ガス削減(株)	580	経済産業省 環境省	CDM 理事会登録済み
23	アルゼンチン国パタゴニア地方における風力発電事業	2005年10月27日	アルゼンチン	(株)パシフィック・コンサルタンツ・インターナショナル	2.7	経済産業省	CDM 理事会登録済み
22	ラ・グレシア・コジェネレーション・プロジェクト	2005年10月27日	ホンジュラス	三井物産(株)	2.8	経済産業省	ホスト国承認済み
21	マルカ埋め立て処分場ガス発電プロジェクト	2005年10月5日	ブラジル	昭和シェル石油(株)	17	経済産業省	CDM 理事会登録済み
20	ガンウォン風力発電プロジェクト	2005年10月5日	韓国	丸紅(株)	15	経済産業省	CDM 理事会登録済み
19	Caieiras ランドフィルガス削減プロジェクト	2005年7月26日	ブラジル	電源開発(株)	77	経済産業省	CDM 理事会登録済み
18	大韓民国温山における亜酸化窒素放出削減プロジェクト	2005年7月26日	韓国	ローディアジャパン株式会社	915	経済産業省	CDM 理事会登録済み
17	イラニ バイオマス発電プロジェクト	2005年4月21日	ブラジル	昭和シェル石油(株)	18	経済産業省	CDM 理事会登録済み
16	エレバン市ヌバラシェン埋立処分場メタンガス回収・発電プロジェクト	2005年2月23日	アルメニア	清水建設(株)	13.5	環境省 経済産業省 国土交通省	CDM 理事会登録済み
15	マレーシア国マラッカ市クربول最終処分場における LFG 回収および発電 CDM 事業	2005年1月6日	マレーシア	鹿島建設(株)	6	経済産業省 国土交通省	CDM 理事会審査中
14	ビール工場省エネモデル事業	2005年1月6日	ベトナム	NEDO	1	経済産業省	ホスト国承認済み
13	サルバドル・ダ・バイア埋め立て処分場ガスマネジメントプロジェクト	2005年1月6日	ブラジル	昭和シェル石油(株)	66	経済産業省	CDM 理事会登録済み
12	養豚場尿由来メタンガス回収・燃焼プロジェクト	2004年10月1日	チリ	東京電力(株)	24.9	経済産業省	CDM 理事会登録済み
11	養豚場尿由来メタンガス回収・燃焼プロジェクト	2004年10月1日	チリ	東京電力(株)	8.4	経済産業省	CDM 理事会登録済み
10	養豚場尿由来プロジェクト回収・燃焼プロジェクト	2004年10月1日	チリ	東京電力(株)	7.9	経済産業省	CDM 理事会登録済み
9	Graneros 工場燃料転換プロジェクト	2004年7月22日	チリ	電源開発(株)	1.4	経済産業省	CDM 理事会登録済み

8	<u>タイ、ピチット県における ATB 籾殻発電事業</u>	2004 年 6 月 29 日	タイ	中部電力(株)	8.4	経済産業省 環境省	ホスト国承認審査中
7	<u>インド・グジャラット州在 GFL 社 HCF22 製造プラントにおける HFC23 熱破壊による温室効果ガス削減プロジェクト</u>	2004 年 5 月 19 日	インド	住友商事(株)	338	経済産業省 環境省	CDM 理事会登録済み
6	<u>ランドン油田随伴ガス回収・有効利用プロジェクト</u>	2003 年 12 月 3 日	ベトナム	日本ベトナム石油(株)	68	経済産業省	CDM 理事会登録済み
5	<u>e7 ブータン小規模水力発電 CDM プロジェクト</u>	2003 年 7 月 29 日	ブータン王国	関西電力(株)(e7 基金を代表して申請)	0.05	経済産業省	CDM 理事会登録済み
4	<u>韓国ウルサン市における HFC 類の破壊事業</u>	2003 年 7 月 15 日	韓国	イネオスケミカル(株)	140	経済産業省 環境省	CDM 理事会登録済み
3	<u>タイ国ヤラにおけるゴム木廃材発電計画</u>	2003 年 5 月 22 日	タイ	電源開発(株)	6	経済産業省 農林水産省	ホスト国承認審査中
2	<u>V&T Tubes do Brazil 燃料転換プロジェクト</u>	2002 年 12 月 12 日	ブラジル	豊田通商(株)	113	経済産業省	方法論審査中
1	<u>熱電併給所省エネルギーモデル事業</u>	2002 年 12 月 12 日	カザフスタン	NEDO	6.2	経済産業省	ホスト国承認済み

2. 2 風力発電の現状と将来見通し

2. 2. 1 風力発電の仕組み

風力発電は、風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えて電気を起こすものであり、風力エネルギーの約 40%を電気エネルギーに変換できる比較的効率の良い発電方式である。

風力発電システムの基本的な構造は図 2. 2-1 に示すとおりであり、主に風車、増速機、発電機、塔、制御系から構成されている。風車は風の吹いてくる方向に向きを変え、常に風の力を最大限に受け取れる仕組みになっており、台風などの強風時は、風車が壊れないように可変ピッチが稼動し、風を受けても風車が回転しないように制御される。

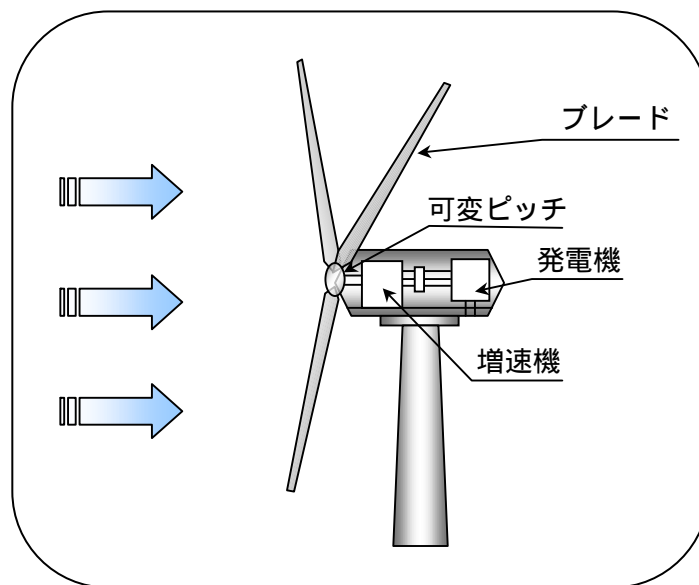


図 2. 2-1 風力発電システムの基本構造⁽¹⁾

2. 2. 2 技術開発の経緯⁽²⁾

第二次世界大戦後に、主に北海道や東北地方の開拓農家の間でごく小型のものが用いられた以外ほとんど利用されたことのなかった風力発電は、石油危機の到来を契機に日本でも関心が高まり、旧通産省の「サンシャイン計画」(1974年～、1993年度からは「ニューサンシャイン計画」)、旧科学技術庁の「フートピア計画」(1978～1985年)、農林水産省の「グリーンエネルギー計画」(1978～1988年)など、国のプロジェクトとしていくつかの風力発電開発事業が進められた。この他にも、経済産業省では、1981～1986年度に三宅島で 100kW 級風力発電プラントの研究、1990～1998年度に大型(500kW 型)発電システムの技術開発、1999年度から離島用風力発電システムの技術開発等を実施している。

これまでの風力発電有望地点における風況観測調査の結果、日本の場合、強い風は主に低気圧や前線の通過の際に発生することや、アメリカの風力開発地域と比較してウィンドシアー(風向・風速の局地的変化割合)が大きいことが判明している。

また、従来国内に設置されている大規模風力発電設備の大半は海外からの輸入品であるが、台風や落雷、乱れの大きい山岳風といった日本特有の気象条件に起因した各種の設備故障発生が報告されている。これらのことは、海外で商品化された風車をそのまま日本に導入することの難しさを示しており、現在、我が国の環境に適した日本型風力発電設備の開発が進められているところである。

また、最近の技術開発は、オフショア（洋上）発電などにも展開してきており、流体力学解析などの高度な技術の構築も進んでいる。

2. 2. 3 風力発電開発の現状

(1) 日本の風力発電開発の現状

国際的に地球環境問題に対する関心が高まり、地球温暖化や化石燃料枯渇などの問題が大きくクローズアップされている昨今、風力発電は、再生可能な純国産エネルギー源を利用した、温室効果ガスを排出しないクリーンな発電方式のひとつとして大いに脚光を浴びている。

従来、風力発電施設のほとんどは、電力会社、地方公共団体、国等が試験研究用あるいはデモンストレーション用として設置したものであったが、1992年の電力会社による余剰電力購入制度の導入および1993年の系統連系技術要件ガイドラインの整備により発電電力を電力会社に対して売電可能となったことや、設備の低コスト化が進み経済性が向上したこと等により、近年、事業目的の施設が全国各地で急激に増加している。また、1990年代中盤における風車の改良や制御系の性能向上といった技術的進歩に伴い、設備の大型化と発電容量の増大も進んでいる。さらに、風力発電施設が地域のシンボルとなり、「町おこし」にも一役買うという側面も持ち合わせている。

日本の風力発電の設備容量累計は、1990年度にはわずか1,000kW程度であったのに対し、2000年度には約14万kW、2002年度には約46万kWと、1990年代後半から急激に増加している。2003年4月からは、電力会社による新エネルギー導入基準制度であるRPS（Renewables Portfolio Standard）法など、一層の導入拡大を目指した政策的支援が実施されており、2003年度における導入実績は、設備容量約93万kW、設置基数920基超に達している（図2. 2-2）。また、プロペラ直径が60mを超える1,500kW級の大型風車の導入など設備の大規模化も著しく、2004年度時点で1,000kWを超える設備が360基以上稼動しており、総出力15,000kW以上の大型施設の設置も次々と進んでいる（表2. 2-1、図2. 2-3）。

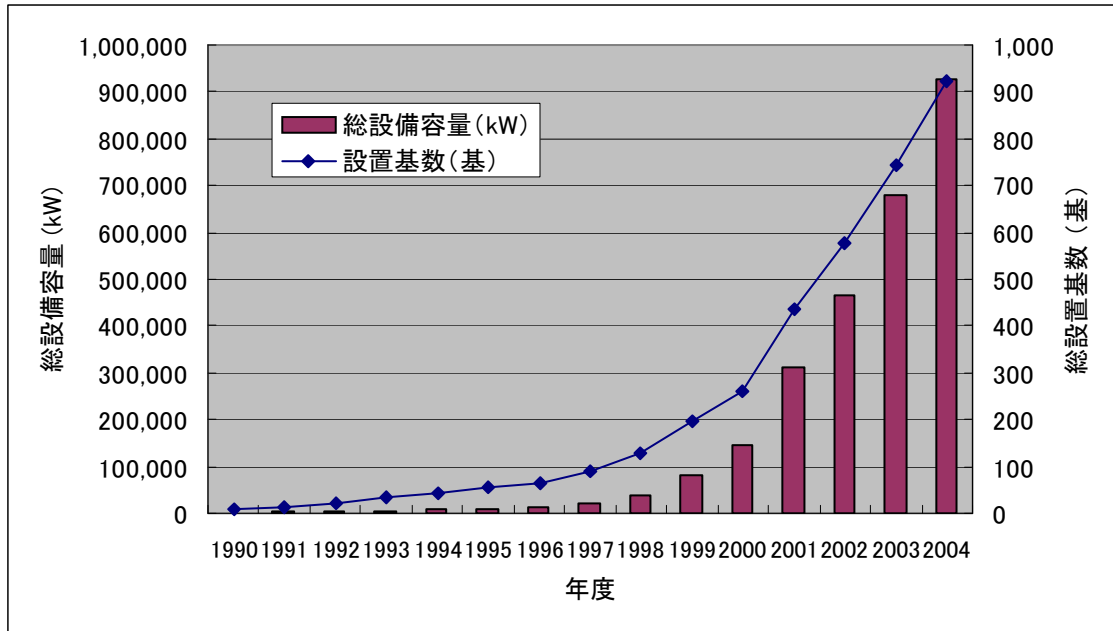


図 2. 2-2 日本における風力発電導入量の推移 (3)

表 2. 2-1 大規模な風力発電施設 (3)
(2004 年度末現在、総出力 15,000kW 以上の施設)

順位	総出力 (kW)	設置者	設置場所	定格出力 (kW)	台数	用途	稼動年月
1	33,000	エコ・パワー(株)	青森県六ヶ所村	1,500	22	売電事業	2003年1月
2	32,500	(株)ユーラスエナジー岩屋	青森県東通村	1,300	25	売電事業	2001年11月
3	30,600	(株)ドリームアップ苫前	北海道苫前町	1,650	14	売電事業	2000年10月
				1,500	5	売電事業	
4	30,000	六ヶ所村風力開発(株)	青森県東通村	1,500	20	売電事業	2003年11月
5	27,000	エコ・パワー(株)	青森県東通村	1,500	18	売電事業	2003年2月
6	24,750	仁賀保高原風力発電(株)	秋田県仁賀保町	1,650	15	売電事業	2001年12月
7	21,000	幌延風力発電(株)	北海道幌延町	750	28	売電事業	2001年11月
7	21,000	江差ウインドパワー株	北海道江差町	750	28	売電事業	2001年11月
7	21,000	(株)グリーンパワーくずまき	岩手県葛巻町	1,750	12	売電事業	2003年12月
10	20,800	トーマンパワー輝北	鹿児島県輝北町	1,300	16	売電事業	2004年2月
11	20,000	(株)ユーラスエナジー苫前	北海道苫前町	1,000	20	売電事業	1999年10月
12	19,250	(株)トーマン尻笏	青森県東通村	1,750	11	売電事業	2003年10月
13	17,500	ウインドテック坊津	鹿児島県坊津町	1,750	10	売電事業	2004年3月
14	16,000	サミットウインドパワー酒田(株)	山形県酒田市	2,000	8	売電事業	2004年1月
15	15,000	(株)エヌエスウインドパワーひびき	福岡県北九州市	1,500	10	売電事業	2003年3月
15	15,000	(株)青山高原ウインドファーム	三重県大山田村	750	20	売電事業	2003年3月
15	15,000	波崎ウインドファーム(株)	茨城県波崎町	1,250	12	売電事業	2004年3月



能代風力発電所（秋田県能代市）
14,400kW（600kW×24基）



苫前ウィンピラ発電所（北海道苫前町）
30,600kW（1,650kW×14基、1,500kW×5基）

図 2. 2-3 大規模風力発電施設の例⁽⁴⁾

風力発電設備を設置するためには、安定的な風に恵まれていることはもちろんのこと、設置場所への資機材搬入路や送電線の確保が必要であり、地形が複雑な日本にとっては潜在的な制約が存在する。

風力発電設備の導入状況を地域別に見ると、安定した風力（平均風速 6m/秒以上）の得られる北海道・青森県・秋田県などの海岸部で民間企業や地方公共団体による導入が進んでいる（図 2. 2-4、表 2. 2-2）。

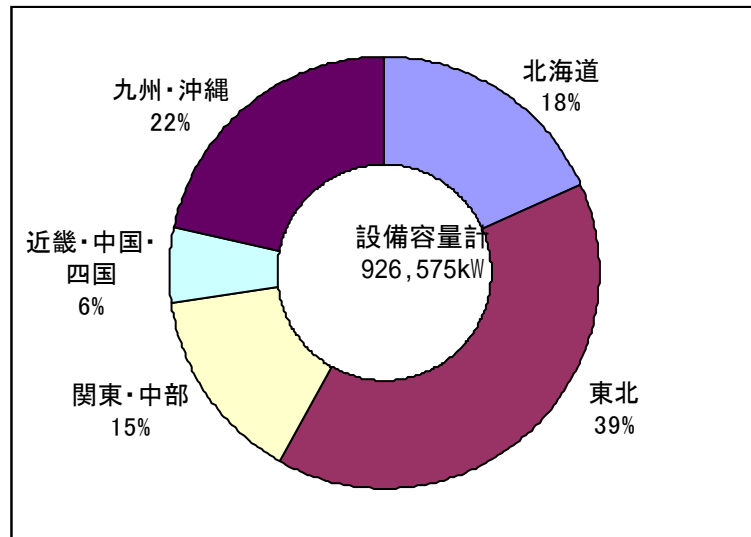


図 2. 2-4 地域別の風力発電導入割合（2004 年度末現在）⁽³⁾

表2. 2-2 都道府県別の風力発電導入状況⁽³⁾
(2004年度末現在、上位10都道府県)

順位	都道府県	設備容量 (kW)	設置基数 (基)
1	青森県	177,525.0	136
2	北海道	170,085.0	194
3	秋田県	94,150.0	83
4	鹿児島県	83,705.0	72
5	岩手県	67,570.0	62
6	長崎県	33,430.0	43
7	愛知県	28,046.5	20
8	千葉県	27,250.0	22
9	佐賀県	24,695.0	18
10	山形県	24,000.0	20

(2) 世界の風力発電開発の現状

世界の風力発電開発は1990年代に入って急速に拡大し、2002年度末の導入実績は全世界合計で3,100万kWを超えている(図2. 2-5)。

国別の風力発電導入量を見ると、ヨーロッパ諸国が急成長を遂げており、1997年にドイツがアメリカを抜き1位、2002年にはスペインがアメリカ、デンマークを抜き2位となった(図2. 2-6)。日本は10位であり、2002年度末の導入量も約46万kWと全世界のわずか1.5%程度に過ぎず、国際的に見るとまだ低いレベルにある。

また、日本国内に設置されている風車のほとんどがデンマークやドイツなどからの輸入品であり、製品開発の分野でも日本の国際競争力は低いと言わざるを得ない。

参考資料1 世界の風力発電導入の推移
(出典: WIND POWER MONTHLY APRIL 2006)

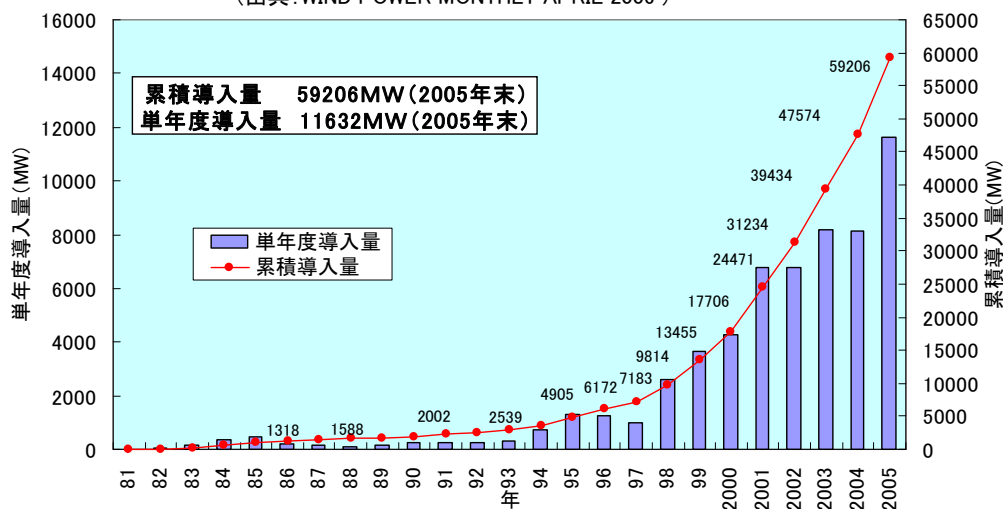
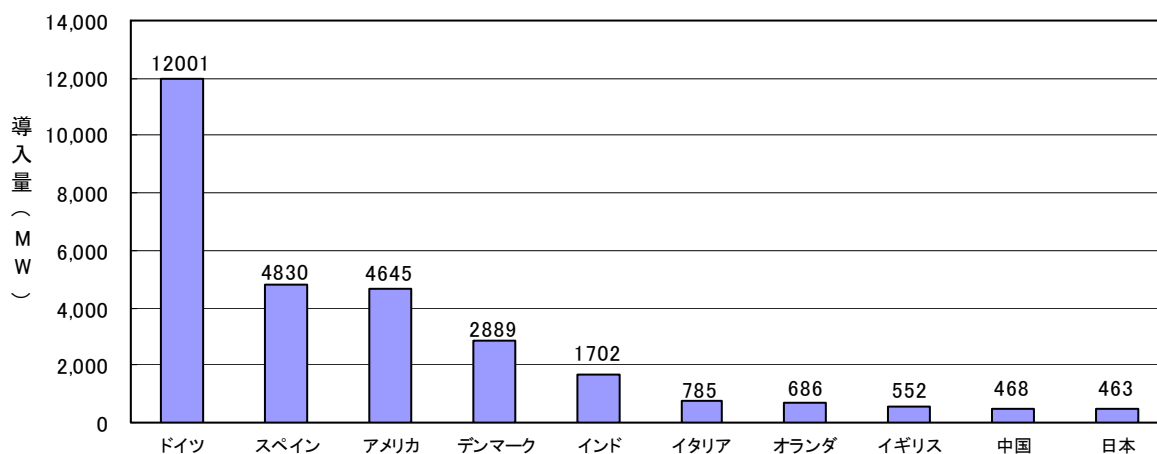


図2. 2-5 世界の風力発電導入量の推移⁽⁵⁾



注1 出展：Wind Power Monthly
(2000年末時点で100MW以上の国を掲載)
注2 日本は2002年度末時点の数値(NEDO調べ)

図2. 2-6 国別の風力発電導入状況⁽¹⁾

2. 2. 4 風力発電の経済性

新エネルギーは競合する他のエネルギーと比較して発電コストが高く、導入に当たりその経済性が課題となっているが、風力発電もその例外ではない。

風力発電は、一般的に規模が大きくなるほど発電コストが低減できるため、近年、設備の大型化や事業規模の拡大が進んでいるが、総合資源エネルギー調査会の試算によれば、風力発電のコストは大規模風力で10～14円/kWh、中小規模風力で18～24円/kWhと、火力発電の場合と比較して約1.4～3倍と割高である(表2. 2-3)。

表2. 2-3 風力発電の経済性試算例⁽⁶⁾

発電コスト	風力発電/競合エネルギー	前提とした競合エネルギーコスト
大規模： 10～14円/kWh	約1.4～2倍	火力発電単価：7.3円/kWh
	約2.5～3.5倍	燃料費相当：4.0円/kWh
中小規模： 18～24円/kWh	約2.5～3倍	火力発電単価：7.3円/kWh
	約4.5～6倍	燃料費相当：4.0円/kWh

2. 2. 5 風力発電開発の将来見通し⁽²⁾⁽⁷⁾

全世界において利用可能な風力エネルギーの賦存量評価結果は、文献により大きく異なるが、世界気象機構(WMO)のデータをもとに推定した潜在総発電量として498,000TWh/年(57TW)という値が示されている。また、気象庁アメダスデータを利用した日本国内における風力エネルギー賦存量の予備的調査(1988年度)によれば、我が国の風力発電の開発可能量は、300kW級の発電設備を使用して約630

万 kW、さらに将来地上 100m の風を利用できる技術が確立できれば、1MW 級設備を使用して約 1,600 万 kW と見積もられている。

総合資源エネルギー調査会が「長期エネルギー需給見通し」に掲げた風力発電の導入目標は 2010 年度までに設備規模 300 万 kW とされており、2003 年度末の導入実績が約 68 万 kW であるのに対して非常に大きな目標となっている（表 2. 2-4）。

表 2. 2-4 風力発電の導入目標⁽⁶⁾

	2010 年度 現行対策維持ケース	2010 年度 目標ケース
原油換算 (万 kl)	32	134
設備規模 (万 kW)	78	300

風力発電導入に当たっての最大の課題は発電コストの高さであるが、その背景には、実用化されている設備が比較的安定した偏西風が吹くヨーロッパの風土に合わせて開発・生産されているため、台風や乱れの大きい山岳風などの日本の気象条件に適合せず、結果的に設備利用率が低くならざるを得ないという事情がある。したがって、将来的な風力発電の普及拡大のためには、国内の風況を詳細に調査し、日本特有の環境に適した風力発電設備の設計・開発が必須である。

こうした状況に鑑み、経済産業省は 1995 年度に「風力開発フィールドテスト事業」（2000 年度からは「風力発電フィールドテスト事業」）を立ち上げ、風力発電の有望地域における風況データ収集等の調査研究事業を実施している。

また、1997 年度から、地方公共団体に対する支援制度として「地域新エネルギー導入促進事業」、および民間事業者に対する支援制度として「新エネルギー事業者支援対策事業」により導入経費に対する補助を行っている。

今後、日本特有の地形・気象条件に対応した風車や革新的な装置の開発によるエネルギー変換効率の向上と発電コストの低減、規制緩和による立地地点の確保、電力系統に与える影響を緩和するための出力安定化技術の開発などにより、風力発電開発の一層の普及が進むものと期待される。

2. 3 太陽光発電の現状と将来見通し

太陽光発電は、地球に降り注ぐ太陽の光エネルギーを電気エネルギーに変換する発電方法であり、太陽の光を受けた太陽電池から発生した直流電流は、インバータで交流電流に変換されることにより商用電力と同様に利用することができる。

また、太陽光発電システムは、システムが単純で保守が容易であるとともに、設置する場所の広さに合わせて自由に規模を設定でき、システムの規模が大きくなると発電量も単純に比例して大きくなることから、家庭用から大規模施設まで、その施設にあったシステムの構築が可能である。

さらに、太陽光発電システムは、無尽蔵な太陽エネルギーを活用し、発電に伴う排出物等がなくクリーンなエネルギーであり、環境問題への対応の観点から非常に重要性が増すとともに、独立電源災害時の非常用電源としても期待されている。

現状における太陽光発電の課題としては、太陽エネルギーを電気エネルギーに変換することから気象条件の影響を受けやすい不安定なエネルギーであることや電気エネルギーへの変換効率やエネルギー密度（単位面積あたりの発電量）が低いことから、大きな発電量を得るためには、広大な太陽電池の設置面積が必要となるため、発電コストが**43円/kWh**程度と他の競合エネルギーと比較して高いことが挙げられる。また、現状では、技術的には実用上問題ないレベルに達しており、住宅用、公共施設等用を中心に普及段階に至っているものの、今後は産業分野や各種施設の側壁など適用性を広げることが期待されている。

2. 3. 1 導入量

太陽光発電は、1992年にNEDOにより公共用・産業用システムを対象としたフィールドテスト事業が開始され、さらに1994年度から政府によるNEFを通じた設備費の補助事業が実施されたことにより、導入が加速度的に促進された。1997年4月からは、住宅用太陽光発電導入基盤整備事業が開始され、一般住宅における太陽光発電の導入も促進されている。

2003年における太陽光発電システムの全世界での導入量は、178.2万kWであり、うち日本の導入量は85.9kWであり、世界一の導入量となっている。

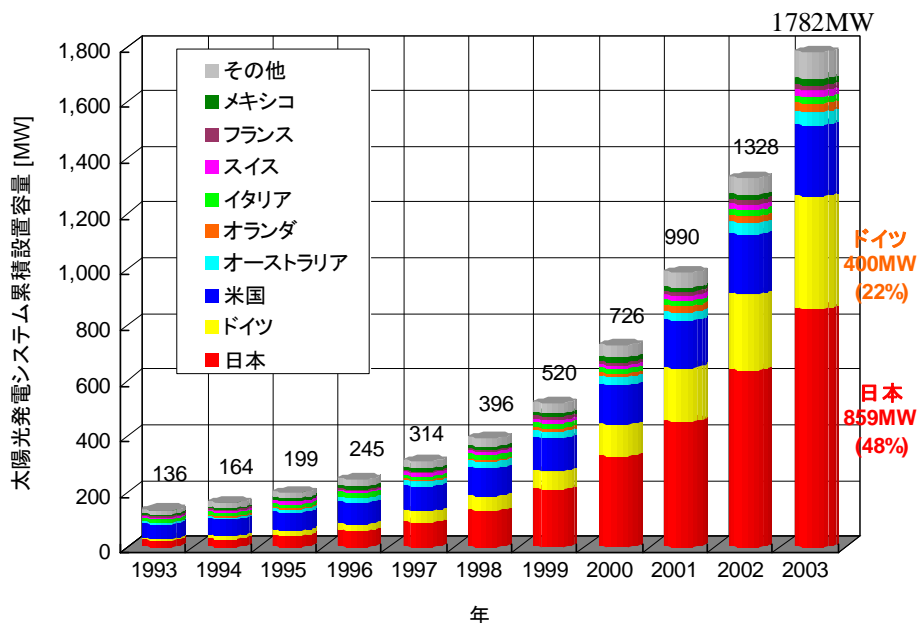
「新エネ法」に基づく基本方針に掲げる今後の導入目標においては、太陽光発電は2010年に482万kWの導入を目標としている。

太陽光発電システムの累積設置容量と太陽光発電システム導入量の推移を表2.3-1および図2.3-1に、国内外における太陽光発電システムの導入事例を図2.3-2に示す。

表 2. 3 - 1 太陽光発電システムの累積設置容量の推移⁽¹⁾

国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
オーストラリア	7,300	8,900	10,700	12,700	15,700	18,700	22,520	25,320	29,210	33,580
オーストリア	573	839	1,133	1,361	1,739	2,208	2,931	3,672	4,874	6,636
カナダ	960	1,240	1,510	1,860	2,560	3,380	4,470	5,826	7,154	8,836
スイス	4,710	5,775	6,692	7,483	8,392	9,724	11,500	13,400	15,300	17,600
デンマーク	85	100	140	140	245	422	505	1,070	1,460	1,500
ドイツ	5,619	8,900	12,440	17,790	27,890	41,890	53,900	69,500	113,800	194,700
スペイン	3,950	4,649	5,660	6,547	6,933	7,100	8,000	9,080	9,080	9,080
フィンランド	914	1,034	1,156	1,288	1,511	2,042	2,170	2,302	2,552	2,758
フランス	1,751	2,051	2,437	2,940	4,392	6,118	7,631	9,121	11,331	13,856
英国	173	266	338	368	423	589	690	1,131	1,929	2,746
イスラエル	100	12	150	180	210	265	308	401	441	473
イタリア	8,480	12,080	14,090	15,795	16,008	16,709	17,680	18,480	19,000	20,000
日本	19,000	24,270	31,240	43,380	59,640	91,300	133,400	208,600	330,220	452,230
韓国	1,471	1,631	1,681	1,769	2,113	2,475	2,982	3,459	3,960	4,757
メキシコ	5,400	7,100	8,820	9,220	10,020	11,022	12,022	12,922	13,929	14,972
オランダ	1,270	1,641	1,963	2,400	3,257	4,036	6,480	9,195	12,759	20,509
ノルウェー	3,800	4,100	4,400	4,650	4,900	5,150	5,404	5,726	6,030	6,210
ポルトガル	169	219	258	336	424	527	648	844	928	928
スウェーデン	800	1,040	1,337	1,620	1,849	2,127	2,370	2,584	2,805	3,032
米国	43,500	50,300	57,800	66,800	76,500	88,200	100,100	117,300	138,800	167,800
合計	109,940	136,240	163,905	198,627	244,706	313,984	395,711	519,933	725,562	982,203

出典：Trends in Photovoltaic Applications, IEA, 2002
 著作権者：IEA



出典：IEA/PVPS Task 1, "Trends in Photovoltaic Applications", 2003年8月

図 2. 3 - 1 太陽光発電システム導入量の推移⁽²⁾

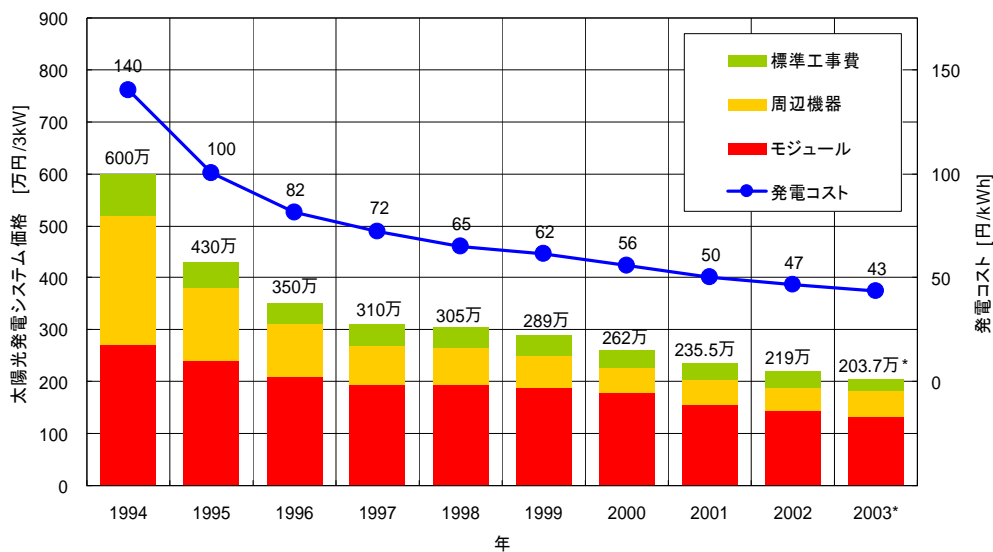
5メガワット太陽光発電所（ドイツ）	
	<p>ライプツィヒ市から30kmほど離れたエスペンハイム近郊に、33,500個の太陽電池が設置された発電出力5MW（5,000kW）の世界最大規模の太陽光発電所がある。</p> <p>シェル・ソーラー社とGeosol社の共同プロジェクトで建設され、土地の面積は、16ヘクタール。発電量は、1800世帯分の電力を賄える量に相当し、これにより、年間3700トンのCO2が削減できる。</p> <p>また建物には地元でとれるニセアカシアの木材を使い、発電所敷地内で羊の放牧ができるなど、この発電所そのものも環境にやさしいつくりとなっている。</p>
東京都水道局（日本）	
	<p>東京都水道局では、平成15年度から平成18年度までの4か年計画で、8か所の浄水場において最終処理工程である「ろ過池」への異物混入を防ぐため、池全体に蓋をする「覆がい化工事」に併せて、大規模な太陽光発電設備を順次導入している。</p> <p>主要浄水場である朝霞浄水場においては、国内では初めてとなるメガワット級の太陽光発電設備（1,200kW）を導入している。年間発電量は約96万kWhで、一般家庭約270戸分の電力を賄える量であり、これにより年間約450トンのCO2が削減できる。</p>

図2. 3-2 国内外における太陽光発電システムの導入事例^{(3),(4)}

2. 3. 2 システム価格と発電コスト

現状における住宅用太陽光発電システムの価格は、約70万円/kWであり、発電コストは、43円/kWh程度である。住宅用太陽光発電システムの価格の推移は図2. 3-3に示す通りである。発電コストは過去10年間で約1/3まで低減されたものの、現状においても、家庭用電灯電力料金（23円/kWh程度）等の競合エネルギーと比較して約2倍と高く、更なる技術開発が必要な状況にある。

「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（NEDO）」における今後の発電コストの目標設定においては、2010年には、家庭用電灯電力料金並み（23円/kWh程度）、2020年には業務用電力料金並み（14円/kWh程度）、2030年には、汎用電力並み（7円/kWh程度）の発電コストを目標としている。



* 運転年数発電原価試算手法を使用
 発電コスト=(建設コスト×年経費率+燃料費+運転維持費)÷発電電力量
 年経費率=r÷(1-(1+r)⁻ⁿ)
 (r: 利子率(4%(~1997年)→3%(1998年~)), n: 運転年数(20年)、設備利用率: 12%、修繕・保守費率: 0%)
 出典: 株式会社資源総合システム、新エネルギー財団(* 2003年のシステム価格データ)、経済産業省資源エネルギー庁

図2. 3-3 住宅用太陽光発電システムの価格の推移(2)

2. 3. 3 太陽電池

世界の太陽電池生産量の推移を図2. 3-4に示す。2003年における太陽電池生産量は、全世界で74.4万kWであり、うち日本の生産量は36.4万kWであり、世界一の生産量となっている。

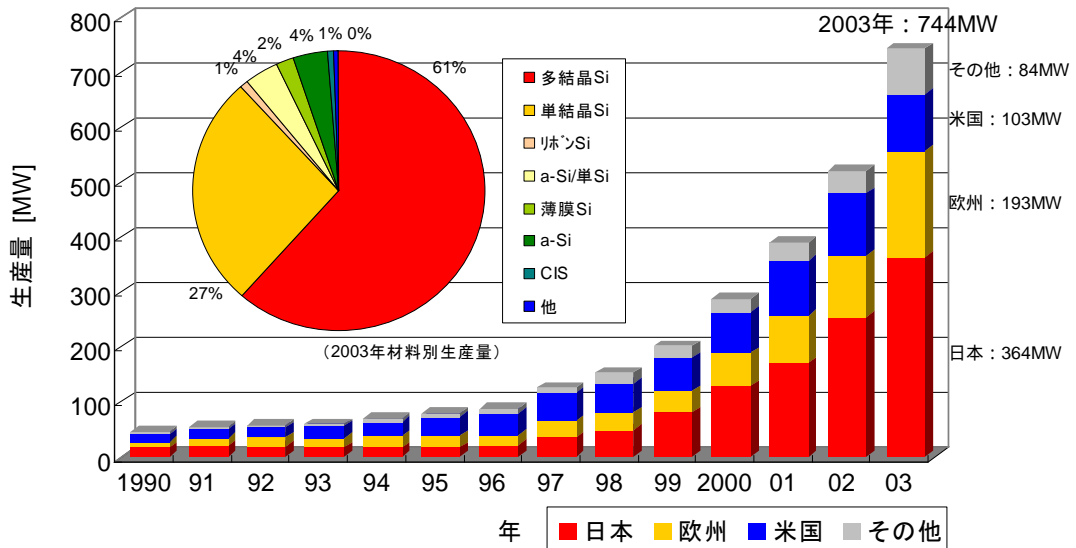
太陽電池の種類は、図2. 3-5に示す通りである。使用材料の違いにより、大きくシリコン系および化合物半導体系に分けられ、シリコン系は、単結晶又は多結晶のシリコン基盤を使用した結晶系とガラスまたは金属基板の上に、薄膜状のアモルファスガラスシリコンを付着させた非結晶系に分けられる。

結晶系は、現在最も多く生産されている太陽電池であり、現状における変換効率が13~15%高く、さらに高くできる可能性を有しているものの製造コストが複雑でコスト低減には限界がある。

アモルファス系は、製造工程が簡易かつ使用材料も少ないため、大面積化が容易で、将来大きく普及するものと期待されている。

化合物半導体系は、元素の組み合わせに自由度を有しており、超高効率を達成できる可能性があるとともに、比較的高い効率と低コストを両立できる可能性がある。

また上記の他に将来の実用化が想定されるものとして、色素分子を用いる色素増感型太陽電池があり、色や形状の自由度が高いとともに、製造コストの低減が可能であることから、実用化に向けた研究が進んでいる。



出典：PV Energy Systems、“PV News” 2～4月号

図2. 3-4 世界の太陽電池生産量の推移(2)

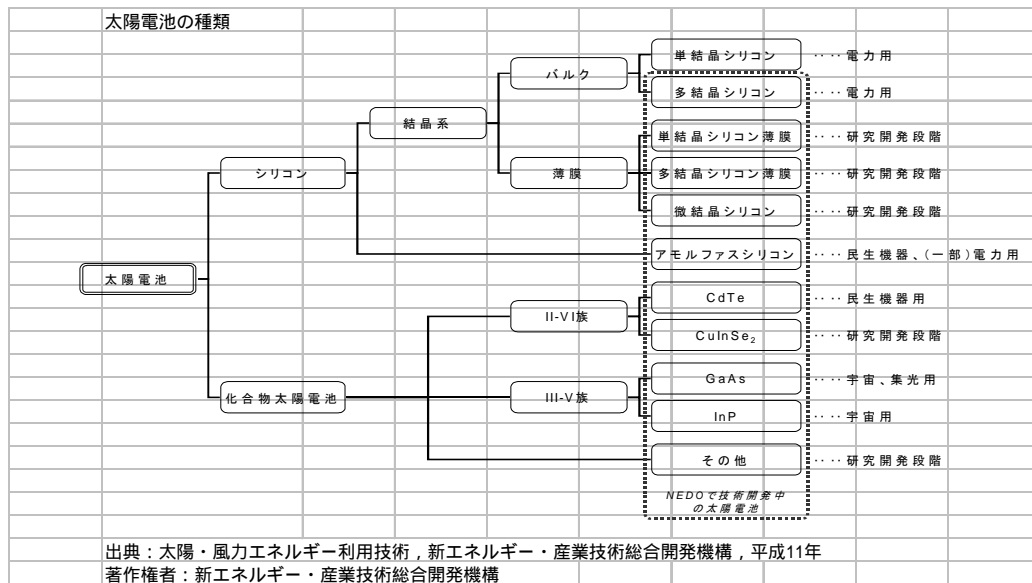


図2. 3-5 太陽電池の種類(1)

2. 4 地熱発電の現状と将来見通し

2. 4. 1 導入量

地熱エネルギーについては(社)火力原子力発電技術協会発行の「火力原子力発電 №577 Vol.55 2004.10」に地熱発電が詳しく特集されており、これらに基づく次のようにまとめられる。

地熱は太陽光や風力、水力、バイオマスなどと並んで、再生可能エネルギーの一つとして位置づけられている。しかし国内の事例を見ても、40年近くにわたって安定した出力を維持できている発電所がある一方、出力減衰が起こる発電所もあり、全ての条件下において「再生可能」もしくは「持続可能」とは言い切れない面もある。したがって RPS 法において地熱発電に関しては、発電設備の認定基準として「地熱資源である熱水を著しく減少させない発電の方法であること」(同法施行規則)という条件が付されており、これはバイナリー発電以外の地熱発電を除外する趣旨であるとされている。

現在、我が国の地熱発電所は表 2. 4-1 のとおり 18ヶ所で約 54 万 kW が稼働しているが、図 2. 4-3 に示すとおり国内の総発電設備量の約 0.2%、総発電電力量の約 0.3%に過ぎない。しかし「地熱発電の現状と動向」によりわが国の地熱発電所の運転状況を見ると、平成 14 年度(2002 年)の実績で稼働率は平均 90%台、暦日利用率は約 75%、発電電力量は 3,467,310MWh となっており、量としては小さいものの石炭火力や原子力と同じベース電源として安定供給に寄与している。

図 2. 4-1 からこれまでの開発の歴史を見ると、平成 3 年(1991)から平成 8 年(1996)にかけて認可出力は 270MW から 530MW に増加したが、これは昭和 48 年(1973 年)から昭和 58 年(1983 年)に実施された全国地熱基礎調査、昭和 55 年(1980 年)から平成 4 年(1992 年)にかけて実施された全国地熱資源総合調査など国を揚げたの事業の努力が反映された結果である。しかし平成 8 年度(1996 年)以降の認可出力は 530MW から 535MW と大幅な増加はない。これは地熱の開発は調査から運開まで期間が長く、開発コストが他の発電設備に対して高いため、また石油価格の長期低迷等により地熱発電所の建設が停滞していることが原因である。

世界の地熱発電量については、日本地熱調査会が毎年関係各国にアンケート調査を行い、その結果を年次報告書(日本地熱調査会は 2000 年まで編集、以降、火力原子力発電技術協会に引継がれ WGC 開催に合わせてデータ更新)に掲載している。また、5年に一度開催される世界地熱会議(World Geothermal Congress)においても総括的な報告が行われている。

表 2. 4-2、表 2. 4-3 は、これらの資料にもとづいて作成された各国の地熱発電設備容量と各国の発電設備に対する地熱発電設備の割合である。

2. 4. 2 開発の将来見通し

地熱エネルギーの将来見通しについては、NEF、新エネルギー産業会議の「地熱エネルギーの開発・利用の推進に関する提言 平成 17 年 3 月」に次のように示されている。

「これまでの政策の中心であった事業用の大規模地熱発電については、電力需要の低迷や価格競争の激化によって、新たな開発が困難になっており、今後は、大幅なコスト削減と事業体制の合理化を進めるとともに、RPS 制度による新たな市場で事業を展開していく必要がある。また、地域分散型の中小地熱発電や都市部での地熱直接利用については、これまで殆ど重視されなかったが、今後は、地熱エネルギーに対する政策の重要課題として取り組む必要がある。更に、京都議定書の目標達成のためには、海外での地熱開発も視野に入れ、高い地下資源開発技術を活用した地熱発電による CDM 事業に取り組むことも必要である。」

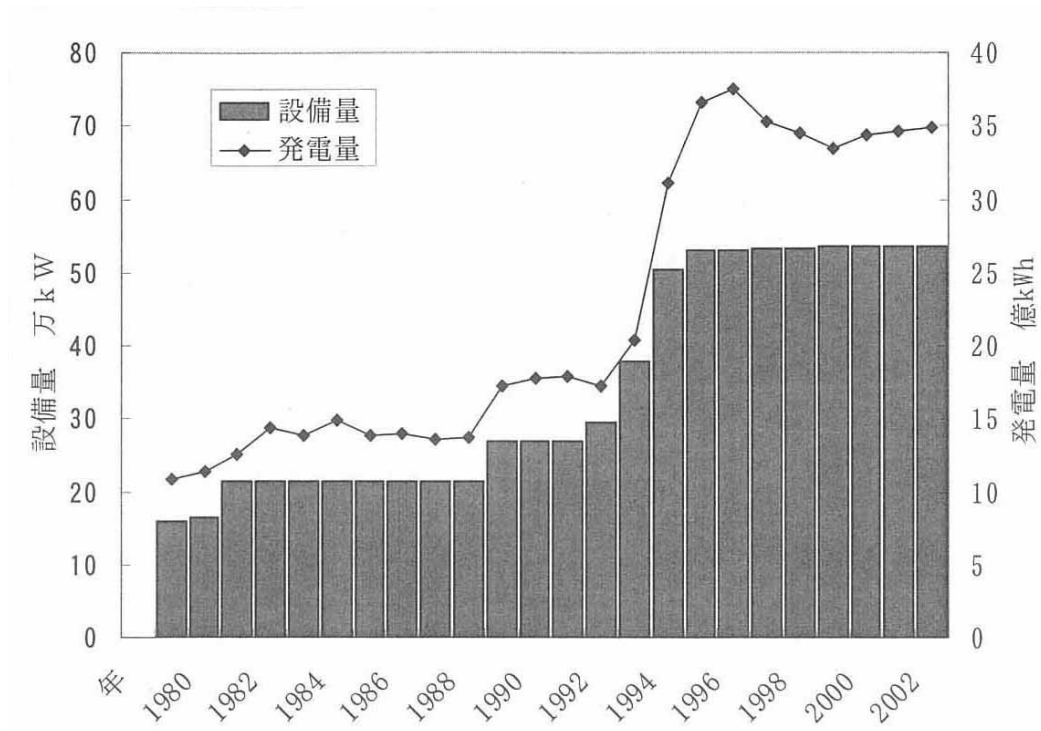


図 2. 4 - 1 日本の地熱発電開発状況

表2. 4-1 わが国の地熱発電所一覧表

発電所名	所在地	発電部門 蒸気供給部門	ユニット 数(台)	設 容 備 量 (kW)	許 可 出 力 (kW)	運 転 開 始 年 月 日	発 電 方 式	主蒸気 輸送管 延長 (m)	敷 面 積 (㎡)
森	北海道森町	北海道電力(株)	1	50,000	50,000	S57.11.26	DF	4,316	209,685
澄川	秋田県鹿角市	東北電力(株) 三菱マテリアル(株)	1	50,000	50,000	S7.3.2	SF	1,528	183,223
松川	岩手県八幡平市	東北水力地熱(株)	1	※ ¹ 23,500	23,500	S41.10.8	DS	2,400	108,310
葛根田	岩手県雫石町	東北電力(株) 東北水力地熱(株)	1(1号) 1(2号)	50,000 30,000	50,000 30,000	S53.5.26 H8.3.1	SF SF	2,585 3,354	64,888 106,400
上の岱	秋田県湯沢市	東北電力(株) 秋田地熱エネルギー(株)	1	※ ² 28,800	28,800	H6.3.4	SF	1,398	91,436
鬼首	宮城県鳴子町	電源開発(株)	1	25,000	12,500	S50.3.19	SF	1,150	139,299
柳津西山	福島県柳津町	東北電力(株) 奥会津地熱(株)	1	65,000	65,000	H7.5.25	SF	2,137	247,725
八丈島	東京都八丈町	東京電力(株)	1	3,300	3,300	H11.3.25	SF	37	10,400
大岳	大分県九重町	九州電力(株)	1	13,000	12,500	S42.8.12	SF	900	153,158
八丁原	大分県九重町	九州電力(株)	1(1号) 1(2号)	55,000 55,000	55,000 55,000	S52.6.24 H2.6.22	DF DF	1,050 2,945	372,876 1,542,309
滝上	大分県九重町	九州電力(株) 出光大分地熱(株)	1	25,000	25,000	H8.11.1	SF	3,910	497,000
大霧	鹿児島県霧島市	九州電力(株) 日鉄鹿児島地熱(株)	1	30,000	30,000	H8.3.1	SF	1,172	297,600
山川	鹿児島県山川町	九州電力(株)	1	30,000	30,000	H7.3.1	SF	339	157,793
事業用計			14	533,600	520,600				
大沼	秋田県鹿角市	三菱マテリアル(株)	1	10,000	9,500	S49.6.17	SF	820	27,503
杉乃井	大分県別府市	(株)杉の井ホテル	1	3,000	3,000	S56.3.6	SF	420	2,335
岳の湯	熊本県小国町	廣瀬商事(株)	1	200	50	H3.10.19	DS	250	5,562
九重	大分県九重町	(合)九重観光ホテル	1	2,000	※ ³ 990	H10.4	SF	305	1,466
霧島国際 ホテル	鹿児島県霧島市	大和紡観光(株)	1	100	100	S59.2.23	SF	250	99
自家用計			6	15,300	13,640				
合計			20	548,900	534,240				

注① 発電所の記載順は北海道より事業別及び自家用別

② 発電方式：DS…ドライスチーム、SF…シングルフラッシュ、DF…ダブルフラッシュ

③ 敷地面積は蒸気生産設備敷地及び発電設備敷地の計

※¹ 22,000kWから23,500kWに出力変更(H5年6月)※² 27,500kWから28,800kWに出力変更(H9年2月)※³ 2,000kWから990kWに出力変更(H16年11月)

表2. 4-2 各国の地熱発電設備容量

(2005年4月現在)

国名	地域・発電所	設備容量 (MW)	国別計 (MW)
米 国	The Geysers	1,421.0	2,534.1
	Imperial Valley	500.0	
	Honey Lake Valley	3.8	
	Coso	274.0	
	Mammoth/Pacific	40.0	
	Nevada	239.3	
	Utah	26.0	
	Hawaii	30.0	
フ ィ リ ピ ン	Tongonan, Leyte	722.7	1,930.9
	Tiwi	330.0	
	Mak-Ban	425.7	
	Palimpinon	192.5	
	Bacon-Manito	151.5	
	Mindanao 他	108.5	
イ タ リ ア	Larderello	542.5	790.5
	Travare-Radicondori	160.0	
	Mt.Amiata	88.0	
メ キ シ コ	Cerro Prieto	720.0	953.0
	Los Azufres	188.0	
	Los Humeros	35.0	
	Las Tres Virogenes	10.0	
※イ ン ド ネ シ ア	Kamojang	140.0	797.0
	Darajat	135.0	
	Gnungg Salak	330.0	
	Wayang Windu	110.0	
	Dieng	60.0	
	Sibayak	2.0	
	Lahendong	20.0	
日 本		535.0	535.0
ニ ュ ー ジ ー ラ ン ド	Wairakei	220.0	435.5
	Reporoa(Ohaaki)	104.0	
	Kawerau	14.5	
	Rotokawa	31.0	
	Northland	11.0	
	Mokai	55.0	
ア イ ス ラ ン ド	Krafla	60.0	172.1
	Namafjall	3.2	
	Svartsengi	46.4	
	Reykjanes	0.5	
	Nesjavellir	60.0	
	Husaavik	2.0	
エ ル サ ル バ ド ル	Ahuachapan	95.0	151.0
	Berlin 他	56.0	
コ ス タ リ カ	Miravalles 他	162.5	162.5
ニ カ ラ グ ア	Momotombo	77.5	77.5
ケ ニ ア	Olkaria	127.0	127.0
グ ア テ ラ マ	Amatitlan, Zunil	33.4	33.4
中 国	Yangbajang(羊八井)他	28.8	28.8
ロ シ ア	Pauzhetskya 他	79.0	79.0
ト ル コ	Kizildere	20.4	20.4
ポ ル ト ガ ル	Pico Vermelho 他	16.0	16.0
エ チ オ ピ ア	Aluto	7.0	7.0
パプアニューギニア		6.0	6.0
フ ラ ン ス	Guadeloupe	14.7	14.7
台 湾	Tu-Chang 他	3.3 (休止中)	3.3
ギ リ シ ャ	Milos	2 (休止中)	2.0
タ イ	Fang	0.3	0.3
オーストラリア		0.2	0.2
ド イ ツ		0.2	0.2
オーストラリア		1.2	1.2
計			8,878.5

(出典) : ① 日本地熱調査会の調査 (海外アンケート他)

② WGC 2005 Country Updates

表2. 4-3 各国の発電設備に対する地熱発電設備の割合

国名	総発電設備 容量(A) (MW)	地熱発電 設備容量(B) (MW)	地熱発電の割合 (B)/(A) (%)
アメリカ合衆国	1,031,692	2,534	0.2
フィリピン	13,434	1,931	14.4
イタリア	78,249	791	1.0
メキシコ	43,536	953	2.2
インドネシア	24,706	797	3.2
日本	272,701	535	0.2
ニュージーランド	8,555	435	5.1
アイスランド	1,510	172	11.4
エルサルバドル	1,133	151	13.3
コスタリカ	1,715	163	9.5
ニカラグア	641	78	12.2
ケニア	1,129	127	11.2
グアテマラ	1,697	33	1.9
中国	391,408	29	0.0
ロシア	216,000	79	0.0
トルコ	28,332	20	0.1
ポルトガル	11,240	16	0.1
エチオピア	501	7	1.4
フランス	115,975	15	0.0
台湾	34,598	3 (休止)	0.0
ギリシャ	11,360	2 (休止)	0.0
タイ	50,532	0.30	0.0
オーストラリア	44,852	0.15	0.0
ドイツ	112,781	0.15	0.0
オーストリア	18,030	1.2	0.0
パプア・ニューギニア	—	6	—
合計	2,516,307	8,879	0.4

出典(A) : 海外電気事業統計 (2005年版) および電力調査統計月報 (平成16年度実績集計号)

(B) : 日本地熱調査会の調査並びに WGC2005 Keynote

(World Geothermal Generation 2001-2005 : Bertani)

<参考事項>

全世界の総発電設備 (3,537,977MW) に対する地熱発電設備 (8,879MW) の割合は約 0.3%となる。

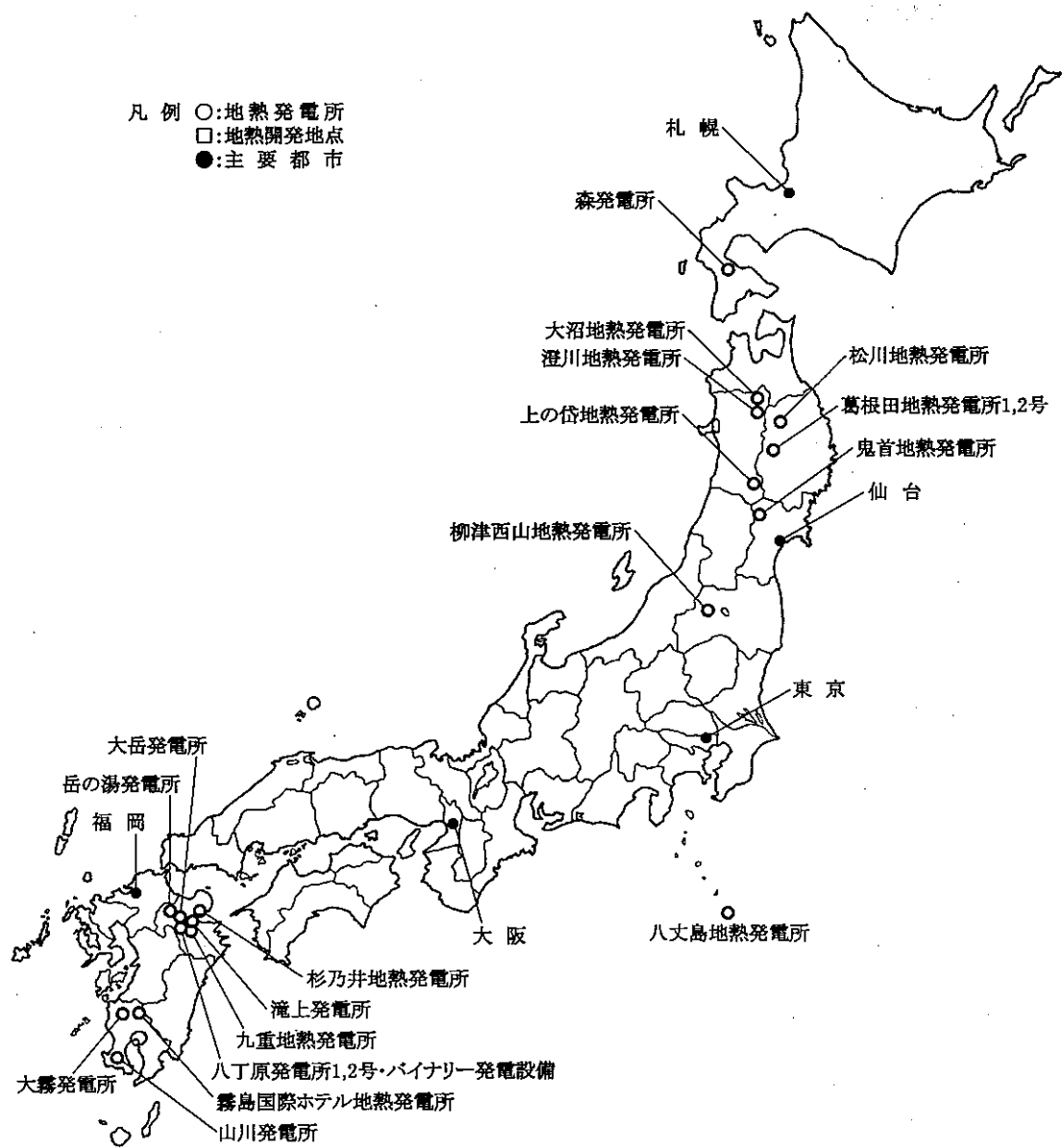
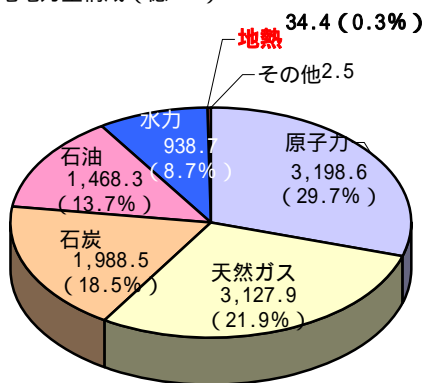
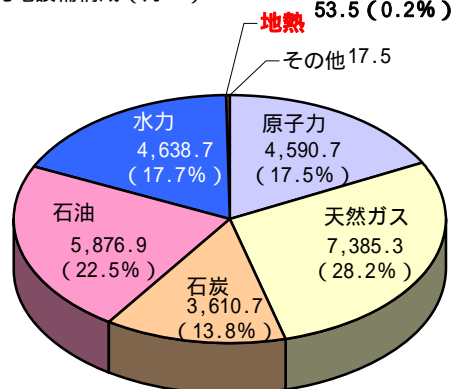


図2. 4-2 国内の地熱発電所及び地熱開発地点

発電電力量構成（億kWh）

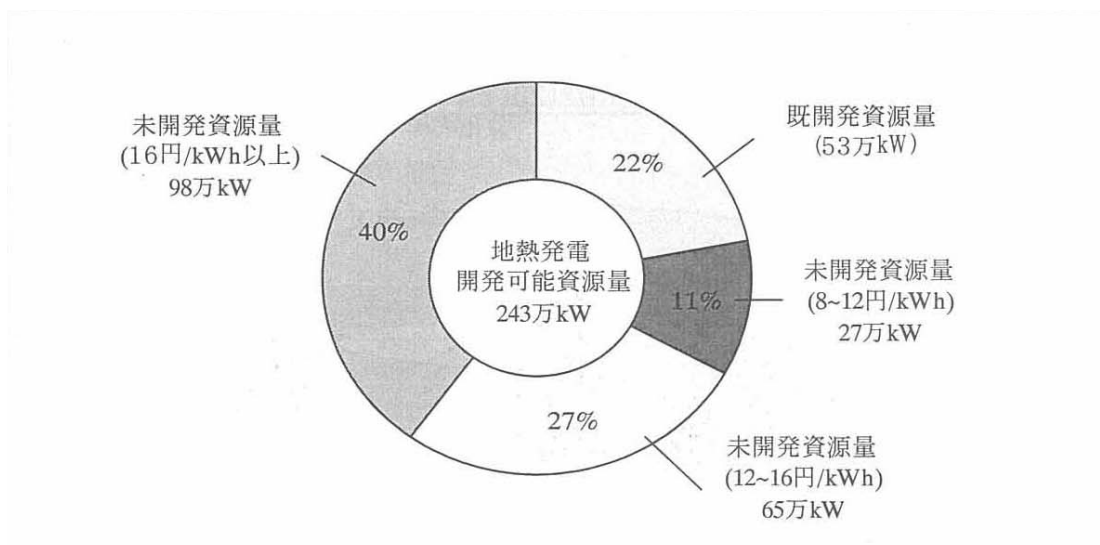


発電設備構成（万kW）



火力発電の構成割合は一般電気事業用の割合を示す。（電気事業便覧、2002）

図 2. 4-3 日本の地熱発電の構成比率



- ・国立公園特別地域等の開発困難な箇所の資源量は含まない。
- ・発電コストは、国の助成措置を想定していない。助成措置を考慮すると、地熱発電単価は約20%低下する。

図 2. 4-4 日本の地熱発電開発可能量

2. 5 水力発電の現状と将来見通し

水力発電の仕組みは、川から水を取り入れ、水が高いところから流れ落ちる力を利用して水車を回し、つながる発電機を動かして発電するものである。得られる電気は、水の量が多いほど、流れ落ちる高さ（落差）が大きいほど大きくなる。自然の力を利用した「純国産」「自然・再生可能」「クリーン」なエネルギーを、長期間にわたり安定して供給することができる最も完成度の高い発電技術である。

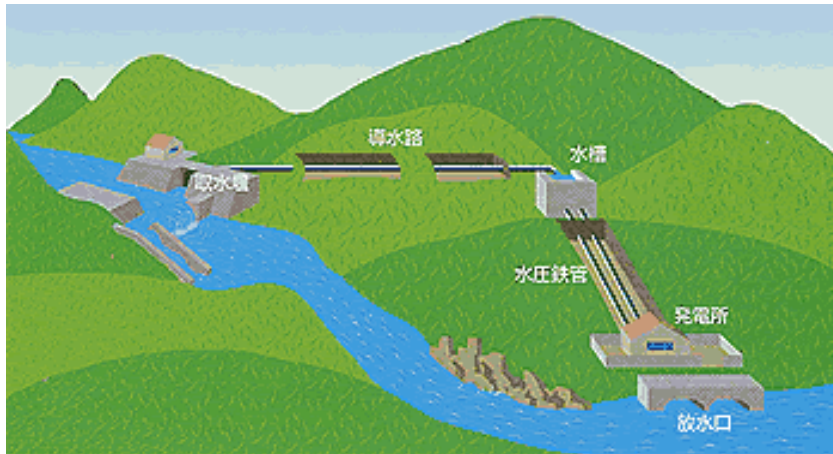


図2. 5-1 水力発電所のしくみ⁽¹⁾

2. 5. 1 水力発電の分類方法

(1) 発電方式による分類

水力発電所の形式には、落差を得る方法による分類方法と、発電所の運用上の特性による分類方法とがある。それらを整理すると表2. 5. 1に示すとおりである。

表2. 5-1 発電方式による水力発電所の分類⁽²⁾

分類		解説
落差を得る方法による分類	水路式	川の上流に低い堰を造って水を取り入れ、長い水路により落差が得られるところまで水を導き発電する方式で、流れ込み式と組み合わせられることが一般的である。
	ダム式	ダムにより河川をせき止めて池を造り、ダム直下の発電所との落差を利用して発電する方式で、貯水池式および調整池式と組み合わせられることが一般的である。
	ダム水路式	ダム式と水路式を組み合わせた発電方式で、両者の特性を兼ね備えた地点に適しており、各々単独の方式とした場合に比べて、より大きな落差を得ることが可能となり、貯水池式、調整池式および揚水式と組み合わせられることが一般的である。
発電所の運用上の特性による分類	流れ込み式（自流式）	河川を流れる自然流量を調整することなく、そのまま発電に使用する発電形式を流れ込み式という。
	貯水池式	河川を流れる水の量は、季節的に大きく変化するため、水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を大きな池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間または季節的に運用できる相当大容量の池をもつ発電形式を貯水池式という。
	調整池式	電力の消費量は、1日の間あるいは1週間の間にも変化するため、夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する1日間または1週間の流量調節ができる程度の池を持つ発電形式を調整池式という。

(2) 出力規模による分類

水力発電はその出力の規模により、表2. 5-2のようにおおよそ分類されて

いる。

表 2. 5-2 出力規模による水力発電区分⁽²⁾

分類	出力規模
大水力	100,000kW以上
中水力	10,000kW～100,000kW
小水力	1,000kW～10,000kW
ミニ水力	100kW～1,000kW
マイクロ水力	100kW以下

2. 5. 2 水力開発の歴史⁽¹⁾⁽³⁾

我が国における水力開発の歴史は古く、1878年に世界初の水力発電所がフランスに完成した10年ほど後には、宮城紡績会社の三居沢発電所〔出力5kWで自家用初、1888年(明治21年)、現出力1,000kW(東北電力)〕、京都市営の蹴上発電所〔出力160kW(80kW×2基)で事業用初、1891年(明治24年)、現出力4,500kW(関西電力)〕が運転を開始し、以来110年以上にわたり水車・発電機の世代交代を経ているものの現在も電気を供給し続けている。

図 2. 5-2 は 1951 年度(昭和 26 年度)以降の水力開発の推移を示したものであるが、オイルショックを挟んで水力開発の見直しで一時的に増加が見られたものの、有望な開発地点の減少とともにその開発数・規模とも減少傾向である。2004年3月末現在、一般水力において1,843地点(最大出力22,005MW、年間可能発電電力量92,140,094MWh)が既に開発されている。

水力発電の開発の歴史を社会の動きとともに年代別に見ると次のように区分されている。

①水力発電の幕開け時代

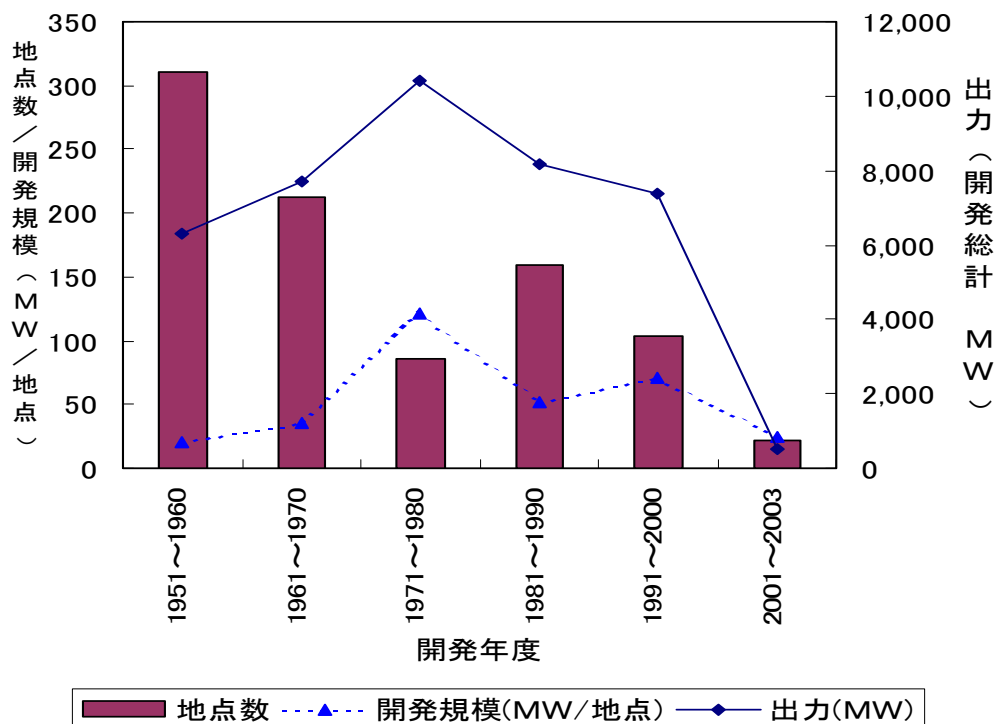
明治から昭和の初めにかけて、日本の発電方式の主流となり、水力がベースロードを担い、火力がピーク時の不足をカバーするという「水主火従」時代。

②大規模水力開発の時代(高度成長期)

昭和30年代(1955年～1964年)の大型建設機械の発展に伴い、大ダム建設が盛んとなるものの、高度成長期の急激な電力需要を賄うために、建設費が安くかつ出力規模の大きい発電所を比較的短期間に建設できる火力発電所が次々と建設された時期で、水力黄金期と「火主水従」に移り変わった時代。

③環境に配慮した水力開発の時代(安定成長期)

第一次オイルショック(1973年)、第二次オイルショック(1978年)を経て、「純国産エネルギー」として再び水力発電が見直されるとともに、環境に配慮した水力開発が次々と開発されると共に、開発規模の小型化に伴い様々なコストダウンの工夫が図られた時代。



注 1) 地点数は新規地点、出力は新設及び増設（出力増加を含む）の数値である。
 注 2) 自家用は、1995年度までは出力 500kW 以上を計上し、1996年度以降は出力 1,000kW 以上を計上した。

図 2. 5 - 2 日本の戦後における水力開発の推移⁽⁴⁾

2. 5. 3 開発目標と包蔵水力

水力は、現在も我が国の電力供給の約 1 割を占め、また電源設備としても全電源の約 2 割を占めており、エネルギー源として重要な役割を果たしている。

総合資源エネルギー調査会需給部会（2005 年 3 月）の長期エネルギー需給見通しにおいて、水力発電の開発目標は表 2. 5 - 3 のとおりとしている。

表 2. 5 - 3 水力発電の開発目標⁽⁵⁾

	1990 年度末		2000 年度末		2010 年度末	
	電源構成 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh)	電源構成 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh)	電源構成 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh)
一般	1,931	788	2,008	779	2,070	927

我が国の未開発の包蔵水力(2004 年 3 月末現在)は、一般水力地点において 2,717 地点（開発に伴う廃止△262 地点）で、最大出力 12,120MW（△1,003MW）、年間可能発電電力量 45,844,566MWh（△6,878,909MWh）である。

その出力別分布は図 2. 5 - 3 に示すとおりであり、今後の開発の中心は小規模水力発電所となっている。

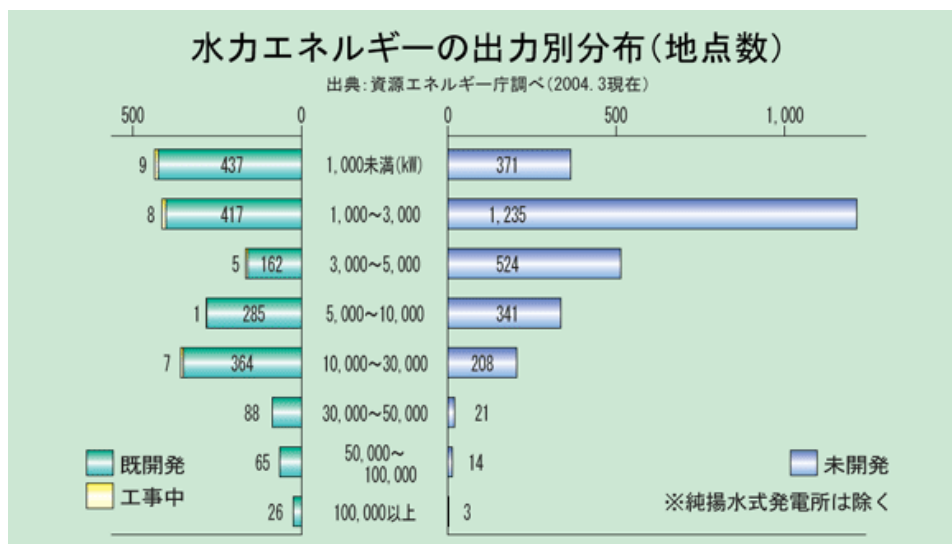


図2. 5-3 出力別包蔵水力(一般水力) ⁽¹⁾

2. 5. 4 我が国の水力開発促進施策 ⁽⁵⁾

我が国は世界有数のエネルギー消費国であり、依然として一次エネルギー供給の8割を輸入に依存する極めて脆弱なエネルギー構造を有している。このため、エネルギーセキュリティ面の観点から、エネルギーの安定供給を確保することは引き続き重要な政策課題である。また、地球的規模の環境問題に対する具体的な対応が迫られている時代を迎えて、「純国産」「自然・再生可能」「クリーン」なエネルギーとして優れた特性を有している水力発電は今後とも開発の促進が重要となっている。このような状況を踏まえ、現在水力の開発促進を図るため次のような促進施策に取り組まれている。

①有望地点の発掘

1) 発電水力開発基礎調査

2) 中小水力開発促進指導事業基礎調査

- ・未開発地点開発促進対策調査(個別地点計画策定調査)
- ・ハイドロバレー計画促進調査
- ・未利用落差発電包蔵水力調査

②技術開発及びコストダウン

1) 水力資源有効活用技術開発調査

- ・小水力資源有効活用技術開発調査
- ・地下調整池による水路式発電所増強技術開発調査
- ・ダム湛水池の水質改善技術開発調査

③開発事業者の育成(中小水力開発促進指導事業補助金)

④初期発電原価の低減

1) 中小水力発電開発費補助金

2) 地域エネルギー開発利用発電事業促進対策費補助金(中小水力発電建設費利子補給)

⑤立地促進対策の推進

- 1) 再生可能エネルギー発電立地広報強化対策費
- 2) 電源開発に係る地点の指定
- ⑥環境保全対策の推進
 - 1) 水力発電所立地環境調査
- ⑦水力開発促進のための条件整備
 - 1) 組織・技術者の育成等
 - 2) RPS 制度

2. 5. 5 海外の水力開発

至近年における世界各地域における水力開発の状況を図 2. 5-4 に示す。海外における水力開発は、アジア、ヨーロッパ及び中南米地域で開発が進められている。

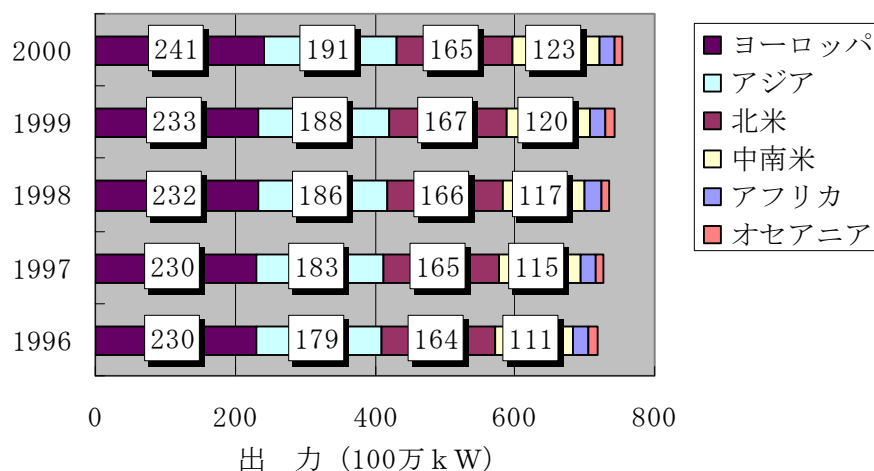


図 2. 5-4 世界の水力開発の現状⁽⁶⁾

2. 5. 6 最近の水力開発の特徴と将来見通し

表 2. 5-4 (1) 及び表 2. 5-4 (2) に至近年に竣工した水力発電所（新設）及び工事中の水力発電所を示す（改造地点を除く）。我が国の水力開発は、一般水力においては開発の奥地化・小規模化により経済的に有利な地点は減少しており、最近では既設水力の再開発や増改築、総合開発事業の一環としての開発が中心となっている。また、2003 年 4 月に施行された RPS 制度や国の開発促進施策の後押しで、未利用落差発電（既設ダム維持流量放流設備利用、農業用水落差工利用、上下水道減勢工・減圧部利用、砂防ダム利用など）やローカルエネルギーとして地域と一体となった小規模水力開発も進められている。小規模水力開発はスケールメリットが少ないため、これまでに培われてきた水力発電技術を駆使して、簡易でユニークな発電所も生まれている（3. 4 参照）。

「純国産」「自然・再生可能」「クリーン」なエネルギーとして、優れた特性を有している水力発電を今後も継続して開発を促進していくことは、我が国にとって引き続き重要政策課題の一つである。現在様々な事業者で開発を進める気運を活性化するためにも、更なる開発促進施策の充実・拡大が望まれる。

表2. 5-4 (1) 至近年に竣工した水力発電所（新設）一覧

区分	発電所名	事業者名	都道府県	水系	型式	最大出力(kW)	最大使用水量(m ³ /s)	有効落差(m)	運開年月	備考
2001年度	月山	東北電力	山形	赤川	貯	8,800	13.00	80.00	2001.04	河川総合開発事業(国)
	奥三面	新潟県	新潟	三面川	貯	34,500	40.00	102.00	2001.04	河川総合開発事業(県)
	庭坂	福島県	福島	阿武隈川	流込	1,500	1.60	111.20	2001.04	砂防ダム(副ダム)利用、ヒューム管(導)・FRPM管(水鉄)採用
	緑川第三	熊本県	熊本	緑川	調	540	3.40	20.20	2001.04	未利用落差発電(河川維持流量)
	東村山浄水場	東京都	東京	多摩川	貯	1,400	13.00	13.50	2001.04	未利用落差発電(浄水場)(自家用)
	下久保第二	群馬県	群馬	利根川	流込	270	0.32	110.50	2001.06	未利用落差発電(河川維持流量)
	田沢川ダム	山形県	山形	最上川	流込	490	1.00	62.60	2001.06	河川総合開発事業(県) ダム管理用(自家用)
	月山ダム	東地方整備局	北山形	赤川	貯	250	0.44	80.00	2001.08	河川総合開発事業(国) ダム管理用(自家用)
	新大長谷第一	富山県	富山	神通川	流込	7,500	6.00	152.00	2001.09	再開発、一体型TBM工法(実証試験)
	新熊野川	日本海発電	富山	神通川	流込	5,000	2.00	308.00	2001.12	再開発
2002年度	鬼石	群馬県	群馬	利根川	調	790	12.00	8.35	2002.02	未利用落差発電(河川維持流量)
	第二上野尻	東北電力	福島	阿賀野川	調	13,500	100.00	15.54	2002.06	既設上野尻ダム利用(ダム式発電所増設)
	新下平	東星興業	新潟	阿賀野川	流込	17,300	9.50	221.50	2002.06	再開発
	長島ダム	中地方整備局	静岡	大井川	流込	1,300	2.30	70.77	2002.07	河川総合開発事業(国) ダム管理用(自家用)
	奥津第二	中国電力	岡山	吉井川	流込	15,200	13.50	132.60	2002.09	再開発
	須崎	九州電力	大分	駅館川	流込	1,300	1.70	94.00	2002.09	再開発
	柏台	岩手県	岩手	北上川	流込	2,700	7.60	42.30	2002.10	砂防ダム利用、水圧管路等自動システム工法採用(実証試験)、横軸二輪両掛フランシス水車採用
	久婦須川	日本海発電	富山	神通川	貯	3,100	7.00	54.00	2002.10	河川総合開発事業(県)
	中津川第二(増設)	東京電力	新潟	信濃川	調	1,800	12.66	17.54	2002.12	未利用落差発電(ダムと導水路間)
	鹿ノ俣	黒川村	新潟	胎内川	流込	960	2.00	60.25	2002.12	農村総合整備事業(自家用)、砂防ダム利用、FRPM管(水鉄)
2003年度	新小荒	東星興業	新潟	阿賀野川	流込	11,000	17.00	77.10	2003.01	再開発
	しろがねダム	北海道開発庁	北海道	石狩川	流込	900	2.53	47.30	2003.03	未利用落差発電 農業用ダム管理用(自家用)
	川小田	芸北町	広島	太田川	流込	720	5.00	19.00	2003.03	ハイドロバレー計画(自家用)
	新田原井堰	岡山県	岡山	吉井川	流込	2,400	42.00	7.00	2003.04	未利用落差発電(農業取水堰)(自家用)
	小里川	中部電力	岐阜	庄内川	調	1,800	3.00	73.90	2003.06	河川総合開発事業(国)
	易老沢	中部電力	長野	天竜川	流込	250	1.20	28.67	2003.06	未利用落差発電(湛水池注水路)
	大滝	関西電力	奈良	紀ノ川	貯	10,500	18.00	67.53	2003.06	河川総合開発事業(国)
	奥(増設)	見電源開発	福島	阿賀野川	貯	560,000	138.00	164.20	2003.06	既設(P=360,000kW)増設(P=200,000kW)
	奥(維持流量)	見電源開発	福島	阿賀野川	貯	2,700	2.56	130.30	2003.06	未利用落差発電(河川維持流量)
	大(増設)	鳥電源開発	福島	阿賀野川	調	182,000	207.00	48.10	2003.06	既設(P=95,000kW)増設(P=87,000kW)
2004年度	安積疎水	安積疎水土地改良	福島	阿賀野川	流込	2,230	3.20	87.34	2003.09	未利用落差発電(農業用水)、ダクタイル鋳鉄管(水鉄)
	水道局千刈水	神戸市	兵庫	武庫川	流込	180	1.00	23.82	2003.11	未利用落差発電(浄水場)(自家用)
	真名川ダム	近地方整備局	福井	九頭竜川	貯	490	0.67	96.00	2003.11	未利用落差発電 ダム管理用(自家用)
	江ヶ崎	日本自然エネルギー	神奈川	—	流込	170	0.60	36.09	2004.03	未利用落差発電(浄水場)(自家用)
	七ヶ用水	石川県	石川	手取川	流込	630	15.00	5.45	2004.03	未利用落差発電(農業用水路)(自家用)
	開水路落差工用発電システム	電源開発	栃木	—	流込	30	2.40	2.00	2004.04	未利用落差発電(農業用水落差工)(2005.9廃止)
	猿瀬	宮崎県	宮崎	大淀川	流込	1,700	22.00	9.60	2004.04	再開発、ゴム引布製起伏堰にて嵩上げ
	新宮川ダム	会津宮川土地改良	福島	阿賀野川	貯	1,100	2.60	53.52	2003.11	農業用ダム管理用(自家用)
	世増ダム	青森県	青森	新井田川	貯	1,500	6.00	31.13	2004.04	青森県・東北農政局・八戸圏域水道企業団・種市町の共同事業(自家用)
	利平茶屋水	黒保根村	群馬	利根川	流込	22	0.05	63.44	2004.04	治山堰利用(自家用)、高密度ポリエチレン管(水鉄)
2004年度	狩宿第二	群馬県	群馬	利根川	流込	61	1.03	7.63	2004.06	未利用落差発電(導水路落差工)
	金峰ダム	金峰ダム土地改良	鹿児島	万之瀬川	流込	170	0.60	41.00	2004.06	農業用ダム建設事業(県)(自家用)
	山一	山一産業	山梨	桂川	流込	132	1.00	16.38	2004.07	再開発(自家用)
	長居配水場	大阪市水道局	大阪	—	流込	253	1.31	26.00	2004.07	未利用落差発電(水道配水池)(自家用)
	温川	東京発電	群馬	利根川	流込	37	1.10	4.49	2004.12	未利用落差発電(発電所放水口)(自家用)
	愛知用水郷	水資源機構	愛知	木曽川	調	1,000	9.50	14.42	2005.03	未利用落差発電(農業用水池)(自家用)
	南千住給水所	東京都水道局	東京	—	流込	52	0.42	30.00	2005.03	未利用落差発電(水道配水池)(自家用)

表2. 5-4 (2) 至近年に竣工した水力発電所（新設）及び工事中地点一覧

区分	発電所名	事業者名	都道府県	水系	型式	最大出力(kW)	最大使用水量(m ³ /s)	有効落差(m)	運開年月(予定)	備考
2005年度	苫田	岡山県岡山	吉井川	流込	4,600	17.00	33.10	2005.04	河川総合開発事業(国)	
	摺上川ダム用地管理	東地方整備局	福島	阿武隈川	貯	1,140	2.88	51.10	2005.04	河川総合開発事業(国) ダム管理用(自家用)
	清和	三都町	熊本	緑川	流込	190	2.00	14.38	2005.04	未利用落差発電(砂防ダム) ハイドロプレー計画(自家用)
	森ヶ崎水再生センター東小水力	東京発電(株)	東京	—	流込	100	2.80	4.22	2005.06	未利用落差発電(下水道)(自家用)
	広沢ダム	大淀川左岸土地改良	宮崎	大淀川	流込	640	1.50	55.77	2005.06	未利用落差発電(農業用ダム)(自家用)
	西原浄水場小	沖縄県企業局	沖縄	—	流込	341	1.70	16.62	2005.06	未利用落差発電(浄水場)(自家用)
	新田迎	九州電力(株)	熊本	球磨川	流込	4,700	9.50	59.50	2005.07	再開発
	綱木川ダム	山形県山形	最上川	流込	450	1.10	51.82	2005.07	河川総合開発事業(県) ダム管理用(自家用)	
	落合楼	東京発電(株)	静岡	狩野川	流込	100	3.00	4.95	2005.07	休止再開(出力変更なし)(自家用)
	白川村小	白川村	岐阜	庄川	流込	150	2.30	8.08	2005.07	未利用落差発電(関西電力(株)平瀬発電所放水路)(自家用)
	都留市家中川小水力市民	都留市	山梨	相模川	流込	20	2.00	2.00	2005.10	未利用落差発電(用水路) 下掛け水車(自家用)
	四日市水道局高	四日市水道局	三重	木曾川	流込	210	0.46	60.73	2006.02	未利用落差発電(水道)(自家用)
	東第二	群馬県群馬	利根川	流込	230	0.33	100.38	2006.03	未利用落差発電(河川維持流量)	
	新枯瀬	石川県石川	大聖寺川	貯	3,600	8.00	54.40	2006.03	河川総合開発事業(県)	
	宮川維持流量	三重県三重	宮川	貯	220	0.50	64.50	2005以降	未利用落差発電(河川維持流量)	
工事中	三室	岡山県岡山	高梁川	流込	460	1.10	56.20	2006.04	河川総合開発事業(県)	
	灰塚ダム用地管理	中地方整備局	広島	江の川	流込	870	4.50	25.10	2006.05	河川総合開発事業(国) 管理用(自家用)
	新帝釈川	中国電力(株)	広島	高梁川	貯	11,000	10.00	129.00	2006.06	再開発
	江	北海道電力(株)	北海道	石狩川	流込	13,800	15.00	108.90	2006.10	忠別ダム建設事業(北海道開拓局)により発電所移設
	新忠別	北海道電力(株)	北海道	石狩川	流込	10,000	25.00	48.10	2006.10	河川総合開発事業(北海道開拓局)
	長又	神奈川県神奈川	相模川	流込	50	0.40	18.50	2006.12	未利用落差発電(河川維持流量)	
	摺上川	東北電力(株)	福島	阿武隈川	貯	3,000	4.50	82.30	2007.03	河川総合開発事業(国)
	大志田ダム	東北農政局	岩手	馬淵川	貯	810	2.30	45.07	2007.03	農業用ダム(自家用)
	鷹生ダム用地管理	岩手県岩手	盛川	貯	280	0.80	44.22	2007.04	河川総合開発事業(県) ダム管理用(自家用)	
	横川	山形県山形	荒川	貯	6,300	13.00	57.00	2007.12	河川総合開発事業(国)	
	滝沢	埼玉県埼玉	荒川	調	3,400	4.25	106.90	2008.04	河川総合開発事業(水資源機構)	
	新琴川第三	山梨県山梨	富士川	流込	1,100	0.80	164.81	2008.04	河川総合開発事業(県)	
	広神	新潟県新潟	信濃川	貯	1,600	5.00	40.20	2010.03	河川総合開発事業(県)	
	新野川第一	山形県山形	最上川	貯	10,000	12.00	99.80	2010.10	再開発 河川総合開発事業(国)	
	新浜田川	島根県島根	浜田川	流込	560	2.00	36.85	2013.04	ダム再開発(浜田川総合開発事業)	
	胎内第四	新潟県新潟	胎内川	貯	2,600	7.00	44.60	2013.12	河川総合開発事業(県)	
	胆沢第三	岩手県岩手	北上川	貯	1,500	1.80	104.10	2014.03	ダム再開発(胆沢ダム事業(国))	
	胆沢第一	電源開発(株)	岩手	北上川	流込	17,700	16.00	130.20	2014以降	ダム再開発(胆沢ダム事業(国))
津軽ダム	青森県青森	岩木川	貯	13,800	19.00	87.98	2016以降	ダム再開発(岩木川総合開発事業(国))		

- 【凡 例】
- 河川総合開発事業関連の開発地点
 - 未利用落差発電の開発地点
 - 再開発地点
 - その他

注1) ダム管理用発電所は、ダム建設工事と同時に実施した地点は「河川総合開発事業」、ダム竣工から数年経過後実施した地点は「未利用落差発電」で分類。

注2) (社)電力土木技術協会の調査資料「2001～2004年度全国工事中・竣工及び改造水力発電所一覧」を元に整理。

2. 6 バイオマス発電の現状と将来見通し

2. 6. 1 バイオマスとは⁽⁸⁾

バイオマスは、生物を表す「バイオ」にまとまった量を意味する「マス」を合成して作られた言葉であり、エネルギー利用やマテリアル利用ができる程度にまとまった生物起源の物質を意味する。具体的には生ゴミや食品廃棄物、家畜排せつ物、製材工場の残材といった「廃棄物」、稲わら、もみがらといった「未利用資源」、ブラジル等で自動車燃料に使われているサトウキビやトウモロコシといった「資源作物」が該当する。近年、バイオマスの利活用の重要性が認識され、政府関係 6 府省によりバイオマスをエネルギーや製品として総合的に利活用し、持続可能な資源循環利用型の社会を実現する構想が「バイオマス・ニッポン総合戦略」として 2002 年 12 月に閣議決定された。表 2. 6-1 に我が国のバイオマス利活用の現状を示す。

表 2. 6-1 我が国のバイオマス利活用の現状

対象バイオマス	年間発生量	利活用の状況
家畜排せつ物	約 9,100 万 t	堆肥利用 約 80%
食品廃棄物	約 1,900 万 t	肥飼料利用 10%未満、残り 90%が焼却・埋め立て処理
廃棄紙	約 1,400 万 t	古紙として回収されず、その大半が焼却
黒液（乾燥重量）	約 1,400 万 t	ほとんどがエネルギー利用（主に直接燃焼）
下水汚泥（濃縮汚泥ベース）	約 7,600 万 t	建設資材・堆肥利用 約 60%、埋め立て 約 40%
製材工場等残材	約 610 万 t	エネルギー・堆肥利用 約 90%
林地残材	約 390 万 t	ほとんど未利用
建設発生木材	約 480 万 t	製紙原料、ボード原料、家畜敷料等への利用 約 40%
農作物非食用部（稲わら、もみがら等）	約 1,300 万 t	堆肥、飼料、畜舎敷料等への利用 約 30%

バイオマスは有機物であり燃焼させた場合には CO₂ が発生するが、同時に植物が生長する過程で CO₂ を吸収するため、全体で見ると CO₂ の量は増加しないという特性（カーボンニュートラル）を持っている。バイオマスを化石燃料に代替させることによって CO₂ の発生量を抑制できることから、地球温暖化防止対策の有効な手段の一つとされている。

国は新エネ法の政令改正によりバイオマスエネルギーを「新エネルギー」として追加（2004 年 1 月）し、地球温暖化対策推進大綱における新エネルギー導入目標の位置付け（2002 年 3 月）、「RPS 法」の中でバイオマス発電を対象エネルギーの一つとして明記（2002 年 5 月）するなど、バイオマスエネルギー利用推進に向けた取り組みを進めている。

2. 6. 2 バイオマスエネルギー利用の現状

我が国の現状のバイオマスエネルギー利用としては、製紙工場のパルプ製造過程で発生する黒液、製材工場の残材等を直接燃焼し、電気・熱を生成する取り組み、家畜糞尿や下水汚泥を発酵させて発生する消化ガス（メタンが主体の混合ガス）をガスエンジン等で燃焼して電気・熱を利用する取り組み等が見られる。

(1) 木質系バイオマスの直接燃焼

a. 概要^{(4)、(5)}

林野庁が 2003 年に木材産業を対象に行った調査によれば、約 300 の製材工場等が残材（樹皮や端材）をエネルギーとして利用しており、その内訳は木質系バイオマス利用ボイラーが約 300 基であり、木材乾燥や工場内の暖房にその熱を利用している。また、発電機は、大手合板メーカー等を中心に約 30 基が導入されている。

木質系バイオマス利用ボイラー等の施設数が 2002 年と比べて増加しており、自社で発生する残材をバイオマスエネルギーとして利用する取り組みが高まってきている。

これまで、製材工場等で発電された電気は工場内の動力源としての利用にとどまっていたが、RPS 法の施行後は電力会社に対して売電を行う木材関係の企業や協同組合も現れている。

海外ではコージェネとして熱電併給している例が多く、数万 kW と設備規模の大きなものはスケールメリットによるコスト低減効果により、国内プラントに比較して設備単価も総じて安価となっている。また、設備規模と発電効率には強い相関があり、大規模化が図られている海外プラントでは発電効率が 20%を超えている場合も多い。一方、個々の発生源での資源発生量が少ない我が国においては、効率的な資源収集システムの構築による大規模化の実現や、小規模でも高効率の達成が望まれている。

b. 木質系バイオマス直接燃焼の事例（能代バイオマス発電所）⁽⁶⁾

1) 施設概要

表 2. 6-2、図 2. 6-1 に秋田県能代市にある「能代バイオマス発電所」の施設概要、外観を示す。

表 2. 6-2 能代バイオマス発電所の施設概要

項目	単位	数量
使用燃料		スギ樹皮、木質チップ
燃焼量	t/h	34
発電出力	kW	3,000
最高使用圧力	MPa	7.2
蒸発量	t/h	34
蒸気温度	℃	425
発電効率	%	約 11
エネルギー 総合効率	%	約 60
発電コスト	円/kWh	約 10



図 2. 6-1 能代バイオマス発電所の外観

本施設は資源循環利用推進型林業構造改善事業「スギ樹皮、製材工場の廃材等を粉砕加工し、ボード原料としての再資源化を行うとともに、発電タービンを備えた木屑焚きボイラーでエネルギー化（電気・蒸気）を行い、供給すること」に資するもので、総事業費約 15 億円のうち約 10 億円は国や地方自治体からの補助であり、事業主体である能代森林資源利用共同組合（能代市内にある木材関連の組織体、企業が参加）が約 5 億円を負担している。

2) 利用計画・収支計画

表 2. 6-3 に木質バイオマス発電による電気・蒸気の生産計画を示す。

表2. 6-3 電気・蒸気の生産計画

区分	電力	蒸気
生産量	3,000 kW	24 t/h
販売量	2,350 kWh	20 t/h
価格	7.5 円/kWh	500 円/th

事業収支は以下の計画となっている。

事業収入：組合運営費 11%、電力販売 56%、蒸気販売 32%、ボード原料販売 1%

事業支出：人件費 26%、保守点検費 28%、燃料購入費 8%、一般管理費 13%、減価償却費 16%、支払利息 9%

3) 今後の展開方向

秋田県の製材量は減少基調にあり、排出される樹皮、製材廃材も減少することが予想される。このため、原料の集荷体制の確立、余剰蒸気の利活用、樹皮ボードの利用推進等が今後の展開のポイントとなっている。

(2) 家畜糞尿等のメタン発酵

a. 概要⁽⁴⁾

木質系バイオマスの直接燃焼発電と同様に海外では大規模な設備が多く、国内プラントに比較して設備単価が安価となっている。また、国内プラントではメタン発酵後の残さである消化液の処理コストが大きく、消化液処理に資する技術開発が必要である。

また、木質系バイオマス発電と同様に、処理容量が大規模なほどメタン発酵効率は上昇する傾向があり、資源収集の効率化や技術開発による高効率化が望まれている。

b. メタン発酵の事例（北海道での共同利用型バイオガスプラント）^{(2)、(3)}

（独）北海道開発土木研究所は北海道内の国立・道立の農業試験場等の協力を得ながら、別海と湧別の試験施設において北海道での共同利用型バイオガスプラントの実証試験「積雪寒冷地における環境・資源循環プロジェクト」を実施している。表2. 6-4、図2. 6-2に別海施設の概要を示す。

表 2. 6 - 4 別海施設の概要

項目	単位	数量
経営形態	—	酪農専業
乳牛頭数	(頭)	1,000
発酵槽容量	(m^3)	1,500
投入量	(m^3 /日)	45.4
発酵温度	($^{\circ}C$)	37 または 55
ガスコジェネ	k W×台	65×3
ガスボイラー	k W×台	186×1
重油ボイラー	k W×台	186×1
堆肥化施設	切返し方式	ホイールローダ
投入量	(m^3 /日)	3.4

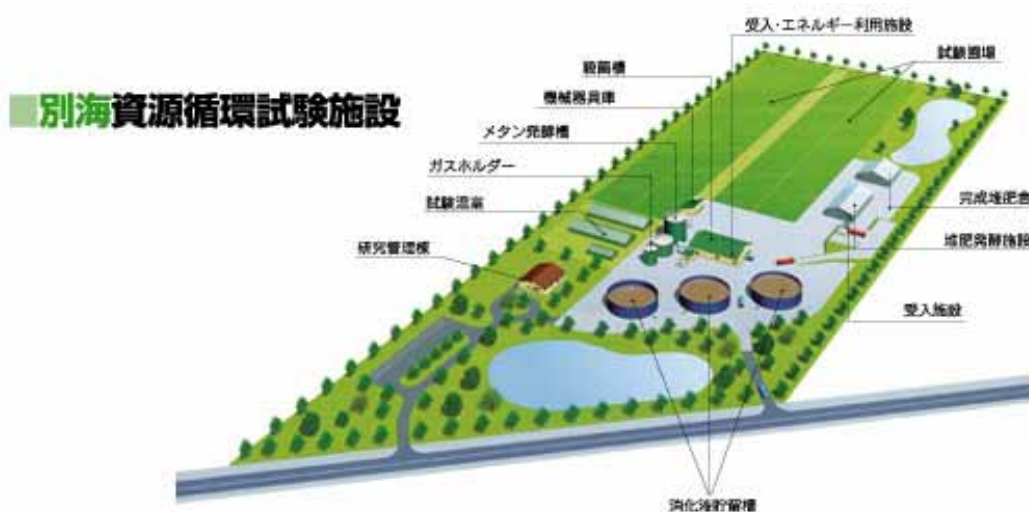


図 2. 6 - 2 別海資源循環試験施設

1) 稼動概要

別海メタン発酵施設では 2001 年 5 月から 2004 年 3 月末までに 36,000 m^3 の糞尿スラリーが発酵槽に投入され、バイオガス発生量の累計は 992,300 m^3 に達する。バイオガス中のメタンガス濃度は約 60%で安定しており、1 年間の糞尿スラリー 1 m^3 当たりのバイオガス発生量は約 30 m^3 となっている。

2) バイオガスの消費内訳

発生したバイオガスは脱硫・除湿後、ガスコジェネやガスボイラーで消費され、前者では電気と熱に、後者では熱に変換される。別海施設では 2003 年 2 月から逆潮流（電力会社への売電）が可能となった。逆潮流後の 2003 年度での発生バイオガスの消費内訳は、ガスコジェネで約 70%、ガスボイラーで約 25%、無効燃焼は 5%強である。

3) 電力収支

施設の消費電力は時間変動があり、発電量が消費電力量を下回る時は電力会社から買電を行い、上回る時には売電している。電力消費施設はメタン発酵施設、堆肥化施設、メタン発酵と堆肥化の共用施設、管理棟・試験温室及び場内照明等である。冬期には放牧が少ないため糞尿量が増加し、また、加温・保温のための温水循環ポンプの稼動時間が長くなる等から、消費電力量は増加している。

月平均の日電力収支をみると、逆潮流後（2003年2月以降）発電量が大きく増加し電力の自給率が大幅に向上するとともに売電も行っている。逆潮流後はメタン発酵施設だけでなく堆肥化施設の電力は冬期でもほぼ自給できると推定されている。

逆潮流により購入電力量と購入金額はほぼ半減している。買電単価は売電単価よりも高く、基本料金も含めた平均買電単価は平均売電単価の3倍強となっているため、さらなる電気料金の低減のためには、消費電力の平準化や時間帯単価を考慮した発電機や電動機器の稼動システムの構築が必要となっている。

4) 熱収支

ガスコジェネで発生する熱量が消費熱量を下回る時はガスボイラーを稼動し、それでも熱が不足する時は重油ボイラーを稼動している。対象施設はメタン発酵施設内のメタン発酵槽と殺菌槽、堆肥化施設及び試験温室である。共同利用型の別海プラントでは発酵槽の保温だけでなく、糞便性病原菌のプラントを介した伝搬を防止するため消化液全量の殺菌処理をしており、この加温熱も大きなウェイトを占めている。また、冬期に温室の加温熱量が大きく、このため重油ボイラーで熱補給している。殺菌も含めたメタン発酵施設と堆肥化施設のみであれば、冬期でも熱はほぼ自給できると推定されている。

5) 副資材の投入と経済性

家畜糞尿だけでなく有機性廃棄物（食品工場の廃棄物や地域の生ゴミ等）を副資材としてメタン発酵施設に投入すると、多くの場合家畜糞尿単独よりもガス発生量が増加し、より多くのエネルギーを得ることが期待される。家畜糞尿の処理だけでは採算性に乏しいと判断されるため、収入が得られる副資材が施設近傍に多量に賦存することが共同利用型バイオガスプラントの経済的存立に大きく影響すると考えられる。

(3) 土木の取り組み事例（北海道での共同利用型バイオガスプラントの建設）⁽⁷⁾

a. プラント計画

本プラントは、独メーカーと技術提携し、システムの一部に提携技術を取入れて設計及び施工を実施している。機器類は、価格や品質、納期等を比較すると必ずしも国内品が安価で良いとは限らないことがある。市場性のない機器類も多く発注から納入まで数ヶ月かかることもあるので、早めの対応が必要となる。

プラント施設以外に、酪農家牛舎の改築工事も場所によっては必要となることがあり、また、各農家の牛の飼育方法や敷き料によって発生する糞尿もそれぞれ異なるので、事前に酪農家側との協議、調査を充分に実施することが必要である。

b. プラント建設

受入棟は、基礎構造、建物断熱、温水・配管等に寒冷地仕様を考慮する分、工事費が割高になり効率の良い配置が望まれる。糞尿受入以外に有機性廃棄物（食品工場の廃棄物や地域の生ゴミ等）を受入れる施設として、5t/日の容量の破砕機と貯留タンク 2 日分を設置し受入収入を期待している。

メタン発酵施設は、敷き料（藁）の量及び長さについて破砕ポンプ規模、各配管形状、熱交換機の仕様、発酵タンク内のスラグ固化対策等に十分な検討が必要である。ガスホルダーは乾式と湿式の 2 タイプを設置し、将来の高温発酵、有機性廃棄物受入でのメタンガス増加に対応できるようにしている。

堆肥化施設は、農家の敷き料の種類及び混入率が計画段階では不明瞭で、計画より多く搬入があり追加で堆肥化施設の増設を行う必要性が生じた。各牛舎からの輸送は重要かつ収支に大きく影響するので、輸送手段の他、無人化、融解施設の規模等は、酪農家の実態を良く調査後、検討が必要である。

その他施設として、北海道開発土木研究所の研究管理棟、3 棟の温室ハウス（軽量鉄骨フッ素フィルム構造）、殺菌槽、重油タンク等の設備を建設している。

c. プラント維持管理

プラント維持管理は 2 名体制で、プラント本体は自動化されているため、その管理はスイッチの入切、運転状況の監視のみである。その他の時間は殆ど堆肥化施設の作業や糞尿搬入・搬出に費やしている。

運転及び受入作業のランニングコストについては、支出では搬入・搬出コストを如何に抑えるか、収入では確実な副資材（食品工場の廃棄物や地域の生ゴミ等）処理の受入による収入増が大きなポイントとなっている。現在は、未だ副資材の受入が充分でなく、収支バランスの悪さを助成金に頼っているのが現状である。支出の抑制はもちろん、糞尿受入以外で効率の良い具体的な副資材の受入による収入を如何に増大させるかが喫緊の課題となっている。

2. 6. 3 バイオマスエネルギーの技術開発と将来見通し

(1) バイオマスエネルギーの技術開発⁽¹⁾

a. バイオマスエネルギー技術ロードマップ

国内のバイオマスエネルギー利用技術の多くは、欧米から導入されたものであるため、地域ニーズとのミスマッチや高コスト化の問題が生じている。我が国においては、NEDOの「バイオマスエネルギー高効率転換技術開発」等において技術開発が進められているところであるが、事業者や地域のニーズに適合したバイオマスエネルギー利用の技術開発も大きな課題となっている。

このため NEDO は、「バイオマス技術調査戦略委員会」を設置して、バイオマ

スエネルギー利用技術の精査を行い、バイオマスエネルギー技術ロードマップを策定した。

ロードマップは、バイオマス種毎に前処理からエネルギー出力までの要素技術群を現状・2010年・2020年の時間軸のもと、網羅的に体系化した技術集約図を作成し、これを元にエネルギー効率、環境特性、経済性等の幅広い観点から評価検討を行って策定した。

b. バイオマスエネルギー転換要素技術開発

既に実用化技術になっている直接燃焼やメタン発酵技術においては、さらなる高効率化や経済性の改善が目指され、熱分解・ガス化あるいは各種発酵技術においてはバイオマス資源をガス燃料やメタノール、エタノール等の液体燃料に高効率に転換する技術開発や実証事業が実施されている。

NEDOにおける2004年度「バイオマスエネルギー転換要素技術開発」では、バイオマスエネルギー転換技術の普及促進に資することを目的とし、バイオマス資源のエネルギー転換技術にあつて、現状の技術に比して有意な差を有する高効率化、高品質化、小型化・低コスト化のための要素技術の研究開発として、以下の9件が採択された。

- ・ マルチ振動ミルによる木質バイオマスの高効率微粉碎技術の研究開発
- ・ 中圧水蒸気による下水汚泥の脱水・改質技術の開発
- ・ エタノール選択透過型ゼオライト膜を用いた省エネルギー濃縮技術の開発
- ・ メタン発酵廃液（消化液）の超臨界酸化処理による無害化技術の開発
- ・ バイオマスガス化プロセス中の付着ダストや無機系ダスト除去技術の開発
- ・ バイオマスガス化プロセス中のタール除去特性に優れたガス精製技術の開発
- ・ 固体酸化物電解質膜を用いた高温水蒸気の電解による高純度水素の製造技術の開発
- ・ 吸脱着の繰り返し可能なゼオライト吸着剤を活用した下水汚泥消化ガス精製技術の開発
- ・ 高効率スターリングエンジン発電システムと組み合わせたバイオマスの直噴燃焼技術の開発

(2) バイオマスエネルギーの将来見通し⁽⁴⁾、⁽⁹⁾

「地球温暖化対策推進大綱」では、2010年度の新エネルギー導入目標を一次エネルギーの総供給量の3%程度としており、バイオマスエネルギーの導入目標を以下としている。

バイオマス発電 34万kl（原油換算）

バイオマス熱利用 67万kl（原油換算）

黒液・廃材等 494万kl（原油換算）

現在、我が国の一次エネルギー総供給量に占める新エネルギーの割合は約1%程度であるが、その約3分の2がバイオマスエネルギーとなっている。

製紙工場で発生する黒液・廃材等による発電がそのほとんどを占めており、製

材工場等残材の木質バイオマス等による発電、バイオガス生産は非常に少ないのが現状である。

米国におけるバイオマスエネルギー(植物廃棄物 36%、黒液 30%、木質系 25%、バイオガス 6%) は一次エネルギーの約 3%を占めており、発電や発熱用の燃料として利用されている。

EU 諸国におけるバイオマスエネルギーも一次エネルギーの約 3%を占めている。バイオマスエネルギーの利用は従来型の薪が圧倒的に多く、次いで製紙工場の黒液や製材工場等残材、都市ごみ、化石燃料との混焼利用も行われている。デンマーク等で増加傾向にあるバイオガス利用は今後の課題となっている。1999年、EU は全エネルギーに占める再生可能エネルギーを 6%から 12%まで倍増させる導入目標を設定し、その増分のほとんどをバイオマスエネルギーで賄うとしている。

欧米のような大量の資源の調達是我が国では困難であり、当面は廃棄物系の処理を中心とした利用に限定されるであろうが、木質バイオマス等の積極活用によりバイオマスエネルギーの一次エネルギーに占める割合を増大していくことが期待される。

バイオマスエネルギーは既存の化石燃料エネルギーと比較してコスト高となることは避けがたいものがある。しかしながら、バイオマスは資源循環型社会の形成、地球温暖化対策等に資する貢献の大なるものがあり、欧米でも何らかの助成策がとられていることから、軌道に乗るまでは、経済性の低さを何らかの政策的支援で補っていくことが必要と考えられる。

2. 7 廃棄物発電の現状と将来見通し

廃棄物発電とは、ごみ（一般廃棄物）を焼却する際の「熱」で、高温の蒸気を作りその蒸気でタービンを回して発電する方式をいう（仕組みは下図参照）。

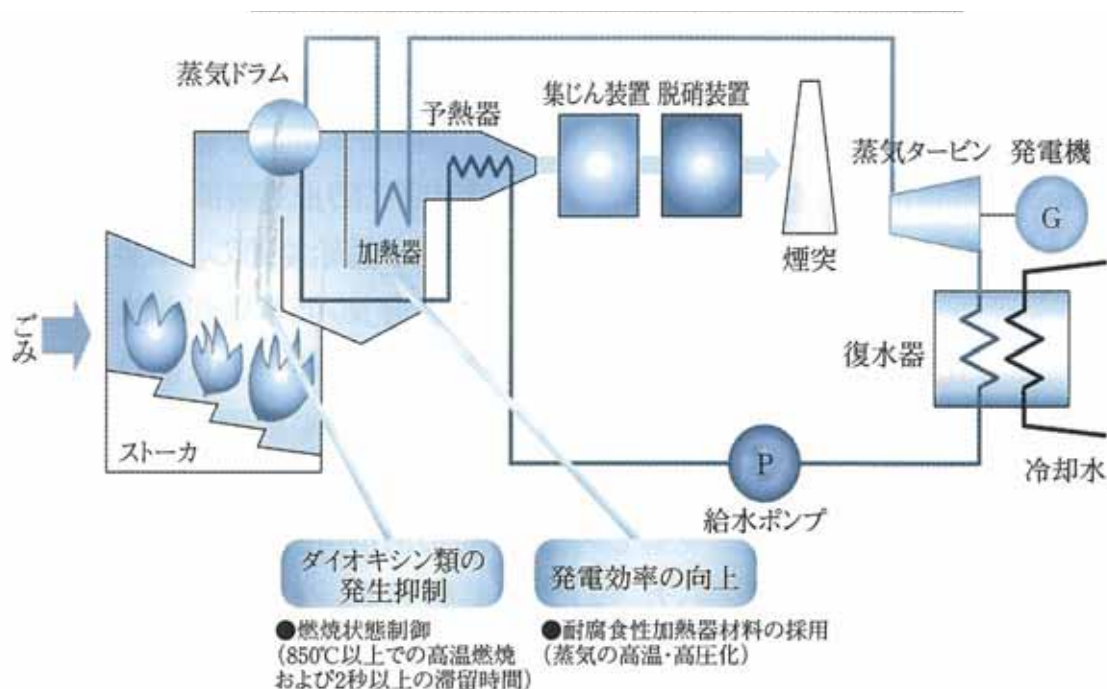


図2. 7-1 従来型発電システムの仕組み（ストーカ炉の場合）⁽¹⁾

2. 7. 1 廃棄物発電の現状⁽²⁾

現在全国の一般廃棄物焼却施設約 1,800 のうち、発電設備を設置しているのは約 1 割強に過ぎない。

また、その処理量は全焼却処理量に対して約 4 割強である。発電利用の面では、廃棄物発電の先進国といわれるドイツ（約 100%）、アメリカ（約 90%）と比較して遅れている。

(1) 廃棄物発電の特徴⁽³⁾

人が生活や事業活動を行う地域は、廃棄物を発生させる反面、エネルギーを必要とする地域でもある。

廃棄物の組成は地域ごとに異なるものの、同一地域から排出される廃棄物は質的にも量的にも比較的安定しており、エネルギーとしても利用しやすい。

したがって、廃棄物発電は分散型電源としての開発が期待できる。

なお、廃棄物発電を行うには、ある程度まとまった量のごみが必要であり、大規模な地域では単独で導入することが可能だが、小規模な地域では困難である。

(2) 廃棄物発電の種類⁽²⁾

a. 従来型廃棄物発電方式

ごみをそのまま焼却する方式で、実績が最も多く、また信頼性も高く現在も主流となっている。

導入事業者	横浜市
所在地	神奈川県横浜市
導入時期	2001年4月
概要	最大出力：35,000kW 焼却炉：全連続燃焼式ストーカー炉 焼却能力：1,200ton/日 (400ton/日×3炉)
連絡先	横浜市環境事業局 金沢工場 TEL:045-784-9711



図2. 7-2 従来型廃棄物発電方式の事例⁽³⁾

b. RDF発電方式

ごみを固形燃料化(RDF: Refuse Derived Fuel)して焼却する方式である。小規模な地域では、ごみ収集量の関係から廃棄物発電は困難であるが、ごみを固形燃料化したうえ回収して特定の個所で集中的に発電する方式である。

地域社会と連携した高効率廃棄物発電システム(自社工場からの廃棄物と周辺地方公共団体・企業から回収するRDFを主燃料とした、電熱併給の高効率廃棄物発電システム)

導入事業者	トヨタ自動車(株)
所在地	愛知県豊田市
導入時期	1990年1月
概要	最大出力：16,000kW 焼却炉：内部循環流動床焼却炉 焼却能力：216ton/日
連絡先	トヨタ自動車(株) プラント・エンジニアリング部 TEL:0565-23-4020



図2. 7-3 RDF発電方式の事例⁽³⁾

c. リパワリング方式（スーパーごみ発電方式）

発電効率を上げるため、従来型廃棄物発電にガスタービンを組み合わせた方式である。従来型廃棄物発電の蒸気を更に再加熱・高温化して高効率化を行う。

北九州市皇后崎工場	
導入期	
所在地	福岡県北九州市
導入時期	
概要	最大出力：36,340kW 焼却能力：270ton/日・炉×3系列
連絡先	北九州市環境局 業務部施設課 TEL:093-582-2184



図2. 7-4 リパワリング方式の事例⁽³⁾

d. 廃棄物ガス化溶融方式（研究段階）

一層のダイオキシン低減と灰のスラグ化等環境特性の向上を目的として、一段で完全燃焼するかわりに前段で熱分解（ガス化）し、後段で完全燃焼するという2段階で処理する方式である。

(3) 廃棄物発電の効率⁽³⁾

現在、200～500t/日の処理能力を持った廃棄物処理施設における発電が主流となっている。その発電端効率は、導入当初5%に満たないものが多かったが、近年では15%を超える高効率の施設や、20%を超えるスーパーごみ発電も現れている。

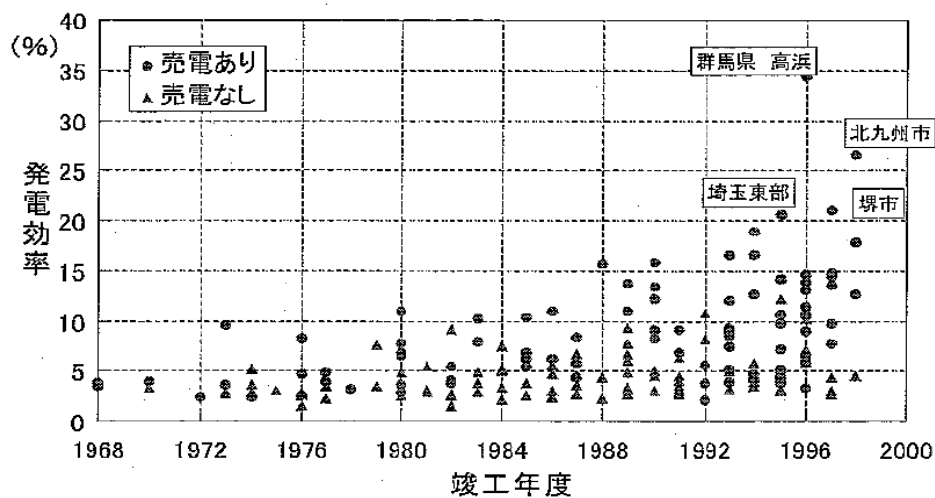


図2. 7-5 廃棄物発電施設の発電効率⁽²⁾

2. 7. 2 廃棄物発電の将来見通し⁽¹⁾

廃棄物発電の導入促進は、未利用エネルギーの有効利用の観点から、温室効果ガスの主要成分である二酸化炭素の排出量削減に寄与するものと期待されており、国による将来の導入目標も他の新エネルギーと比較して大きいものとなっている。

(1) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会による導入目標⁽¹⁾

廃棄物発電の現状（2002年度実績）は設備規模で140万kW（原油換算152万kl）であるが、将来の導入目標（2010年度）は設備規模で417万kW（原油換算552万kl）としており、現状に対して約3倍と大きい。

この理由として太陽光、風力はお天気次第のところがあるのに対して、廃棄物は比較的安定した量・質が確保できることから、廃棄物発電は新エネルギーのなかで最も安定的な電力供給源と考えられ、非常に高いウェートとなっている。

(2) 高効率廃棄物発電技術開発について⁽⁴⁾

国内の廃棄物処理施設は、処理能力が100t/日以下の小規模施設が約60%を占めている。これら、小規模施設では発電効率が低く、発電のメリットが小さいので、発電施設を持たず、ただ焼却し減容化しているところが多い。

将来目標を達成するには、これら小規模施設の有効利用を図る必要があり、小規模でも効率の高い発電技術の開発が求められている。

2. 8 研究開発途上の再生可能エネルギーの現状と将来見通し

2. 8. 1 波力発電

(1) エネルギー賦存量の算定

波のエネルギー（厳密には、仕事量 J でなく仕事率 W で表示され、「波パワー」ともいう）は、微小振幅波理論、有義波高と不規則波波高の二乗平均和の関係に基づき、式 2. 8-1 で表される。

$$W_0 = 0.5 \times (H_{1/3})^2 \times T \quad (2. 8-1)$$

ここに

W_0 : 波のエネルギー（波峰の単位幅当り、kW/m）

$H_{1/3}$: 有義波高 (m)

T : 有義波周期 (sec)

田端ほか (1980) は、全国の波浪に関する拠点観測指定港のうち、外洋に面した 17 港における 1975 年 1 月～1978 年 12 月の観測データに基づき、日本の海岸線を包絡する仮想の折れ線 (図 2. 8-1、総延長 5200km) における波エネルギーの賦存量を、平均 6.0kW/m、総量で 3.1×10^7 kW と評価した⁽¹⁾。高橋・安達 (1989) は、この値を再検討し、約 7kW/m、総量で 3.6×10^7 kW と再評価した⁽²⁾。

高橋・安達 (1989) は、波エネルギーを発電に利用する上で大きな障害となる変動性を、定量的に表す方法を提案した。それによると、変動性が波力発電に及ぼす影響は、シミュレーションから得られる発電機稼働率、最小必要蓄電容量、運転時間率、定格運転時間率等の実用的なパラメータによって把握できる。その上で、「波エネルギーの利用を促進するためには、変動性を問題としないような用途に用いるなど種々の考慮が必要である」と指摘している⁽²⁾。

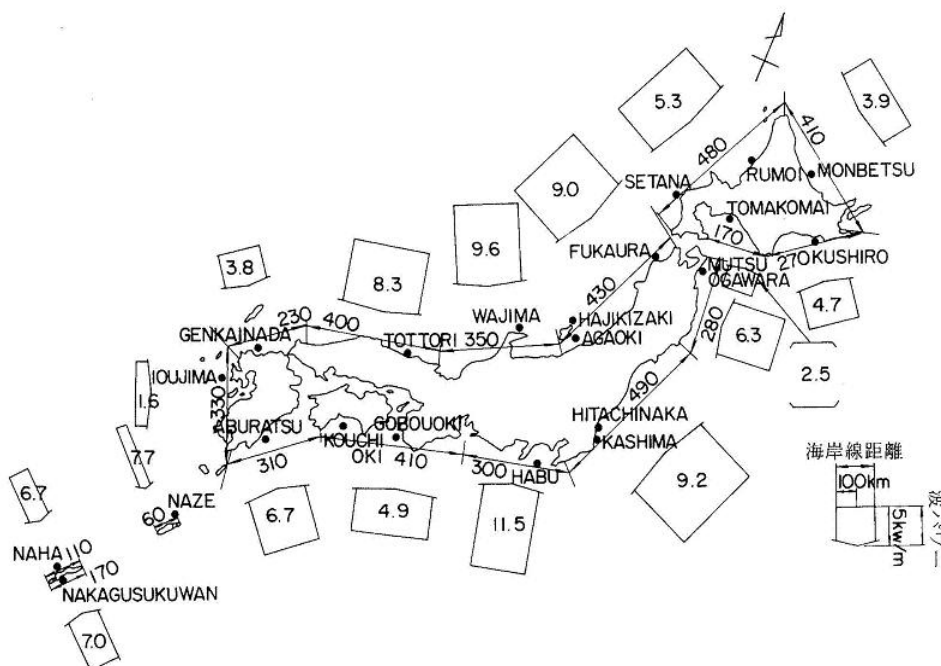


図 2. 8-1 日本の地域別年平均波力エネルギー (1978 年)⁽²⁾

(2) 波力発電設備の現状

下迫(2004)は、近年実際に建設された波力発電設備の概要を紹介した。波力発電設備は、波のエネルギーを、i. 空気エネルギーに変換する装置、ii. 機械的エネルギーに変換する装置、iii. 位置エネルギーに変換する装置の3種類に大別される。それぞれの具体例として、表2. 8-1に示す設備を紹介している^③。

表2. 8-1 実際に建設された主な波力発電設備

形式	設備名	設置者	位置づけ
空気	自己発電ブイ「海明」	海洋科学技術センター(現・海洋研究開発機構)	実験
	沿岸固定式波力発電装置	同上	実験
	波力利用熱回収システム	大成建設	実験
	消波工型低圧タンク式発電システム	エンジニアリング振興協会	実験
	灯台固定式灯台用波浪発電装置	海上保安庁灯台部・船舶技術研究所(現・海上技術安全研究所)	
	波力発電ケーン防波堤	運輸省(現・国土交通省)	実証試験
	水弁集約式波力発電システム	東北電力	実証試験
	マティホエール(浮体式波力発電装置)	海洋科学技術センター(現・海洋研究開発機構)	実証試験
	小型波力発電装置	国土交通省新潟港湾空港調査事務所	実証試験
機械	水車式・振り子式波力発電装置	室蘭工業大学	実験
	下部支持型振り子式波力発電装置	関西電力	実験
	波浪エネルギー変換装置「海陽」	海洋環境研究所(現・日本造船振興財団)	実証試験
位置	低天端越流型防波堤	電力中央研究所	室内研究
	Tapered Channel Power Plant (TAPCHAN)	(ノルウェー)	(現地施設)

以上のほかに、英国、ポルトガル、インド、中国、韓国等で波力発電に関する研究が行われている^④。

(3) 波力発電の実用化の見通し

表2. 8-1に示すように、波力発電設備の建設事例は国内に限っても少なくないが、その大部分は実験設備にとどまっているのが現状である。しかし航路標識用ブイ電源(出力60W程度)は実用化されており、世界で数千台が供用されている。「海明」の発生電力は陸上の電力系統に送電された。海外においては、世界初の商用波力発電装置(沿岸固定式500kW)が英国スコットランドのアイラ島において良好な運転実績を示し、英国エネルギー省は新規装置の開発を認めた^⑤。今後の研究開発の進展と再生可能エネルギー支援政策により、波力エネルギーの実用化が進む可能性は十分あると考えられる。

2. 8. 2 海洋温度差発電

(1) 原理とエネルギー賦存量

海洋温度差発電とは、太陽エネルギーで温まった海の表面水と、冷たい深海水の温度差を利用する発電方式である。その原理は、温海水と冷海水の間にランキンサイクルを構成することにある。すなわち、温海水の熱で作動流体を気化させてタービンを回転させ、冷海水の冷熱で作動流体を凝縮させて液体に戻す。温海水・冷海水の汲み上げには、作動流体のエネルギーの一部を使用する。「温度差エネルギー」と似ているが、熱の移動でなく冷媒の運動エネルギーを利用する点で異なっている。

この発電方式には、i. 海水と別に作動流体（アンモニア等）を用意し、タービンを回転させた後、凝縮させて繰り返し使用するクローズドサイクル（図2. 8-2）と、ii. 温海水そのものを気化させ、その水蒸気を作動流体とするオープンサイクル（図2. 8-3）、iii. これらのサイクルを組み合わせたハイブリッドサイクルの3種に大別される。

設備が小規模で発電効率が低いクローズドサイクルが主流とされるが、オープンサイクルでは作動流体の凝縮によって淡水が得られるので、総合的に価値が大きいという見方もある。

世界の利用可能な海洋温度差エネルギーの賦存量は、 10^{10} kW と試算されている⁽¹⁾。

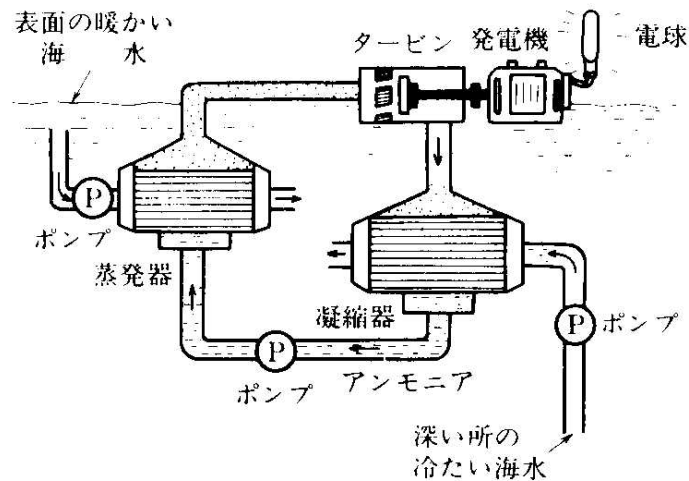


図2. 8-2 海洋温度差発電（クローズドサイクル）⁽²⁾

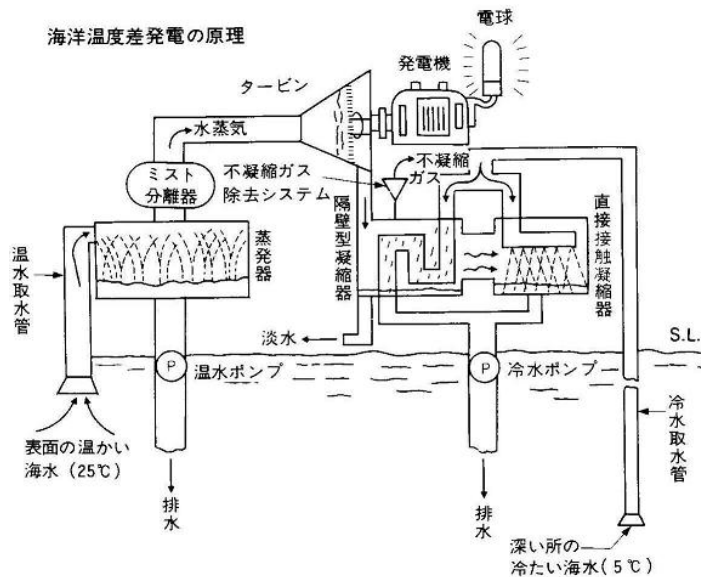


図 2. 8-3 海洋温度差発電 (オープンサイクル) (3)

(2) 海洋温度差発電設備の現状

高柳 (1998) は、近年実際に建設された海洋温度差発電設備の概要を紹介した⁽¹⁾。国内では、佐賀大学、電子技術総合研究所が実験室規模の技術開発を継続している。佐賀大学は、75kW 級アンモニアクローズドサイクルによる検証を行い、1996 年からは 9kW 級アンモニア・水混合媒体サイクル試験プラントによる検証を行っている。電子技術総合研究所は、洋上型プラントの技術確立を目指して 5kW 級ミニプラントによる技術検証を行い、1989-90 年に洋上型プラント「豊洋」(4.2kW) により富山湾で実証試験を行った。本格的実証プラントとしては、東京電力ほかによりナウル共和国に設置されたプラント (100kW)、九州電力により徳之島に設置されたプラント (50kW) がある。海外では、米国 DOE がクローズドサイクル、オープンサイクル両方の実証試験を行った。

(3) 海洋温度差発電の実用化の見通し

以上のように海洋温度差発電は、基本的には実証試験段階が終了したと考えられる。しかし建設単価は、100MW 級でも 60-70 万円/kW と試算され、商用設備としての実用化は困難である。高柳 (1998) は、海洋温度差発電の実用化・普及促進のために、以下の方策が必要であるとしている⁽¹⁾。

- i. 構成機器 (熱交換器、タービン) の性能向上とコンパクト化による建設費低減
- ii 冷水取水管の材料改善と敷設法見直しによる建設費の低減
- iii. 新規のサイクル (2 流体混合媒体等) による経済性の向上
- iv. 多目的利用 (深層海洋水の利用等) による経済性の向上
- v. 利用温度差拡大 (高熱源に発電所温排水等を使用) による機器コンパクト化と経済性の向上

2. 8. 3 高温岩体発電

(1) 原理とエネルギー賦存量

高温岩体発電は地熱開発の一つの方法である。この原理は、図 2.8-4 に示すように、地下にある高温（200～300℃）の岩盤（いわゆる高温岩体、Hot Dry Rock の訳）に坑井（注入井）を掘削し、この坑井を通して岩盤内に水を圧入して、亀裂を進展させる。これらの亀裂がボイラーに相当する熱水の溜まり場（人工貯留層）となる。この人工貯留層を貫くように別の坑井（生産井）を掘削すると、人工貯留層に圧入された水は、貯留層内を流れる間に岩盤の熱で加熱され、熱水や蒸気となり生産井から地表に回収される。回収された蒸気や熱水は発電用の低沸点媒体などと熱交換を行い温水となり、注入井から再び人工貯留層に圧入される。高温岩体発電は地表と人工貯留層との間での水の循環により、地下の熱エネルギーのみを取り出すため、環境に対しても負荷の少ない発電方式である。

地球の陸地の地温勾配は、平均として 100m 深くなると温度が約 3℃ 上昇する。火山近傍の地熱地域などでは地温勾配が 10℃/100m にもなるところがあるが、ヨーロッパやオーストラリアなど火山が近くになくとも地温勾配が 4～5℃/100m になる地域があり、このような地域では深さ 5,000m 程度で高温岩体の開発が可能となる。高温岩体の資源量評価は、例えば、大きさ 1 km³ で温度 250℃ の岩盤が 200℃ まで温度低下する熱エネルギーの 4 分の 1 を発電に利用できるとすると、3 万 kW の発電 30 年分に相当する。わが国における資源量としては、新エネルギー・産業技術総合開発機構により国の地熱開発促進調査が行われた 29 地域の深さ 3km 以浅を対象として、2,900 万 kW×20 年と評価されている⁽⁵⁾。

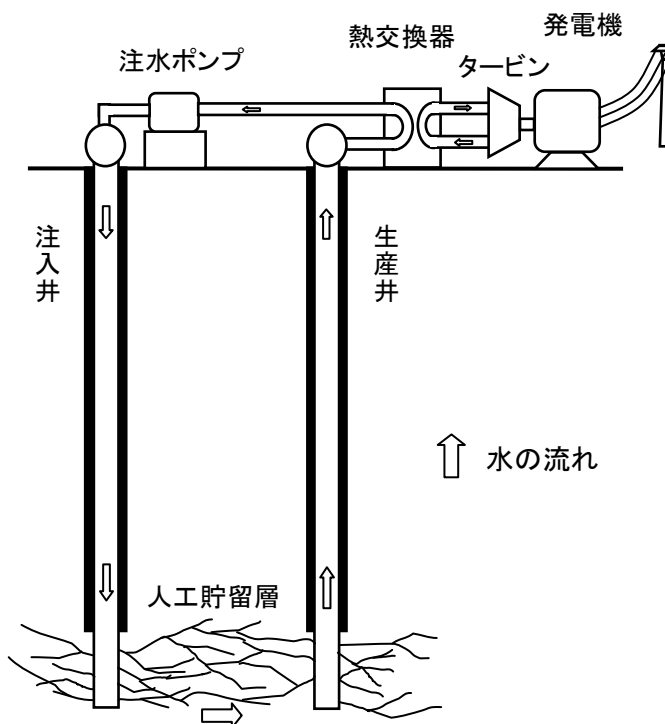


図 2. 8 - 4 高温岩体発電の原理

(2) 高温岩体発電開発の現状

アメリカ合衆国ではロスアラモス国立研究所により、ニューメキシコ州フェントンヒル地点において、1993年までに水の循環により熱出力約9MWtを達成した⁽¹⁾。ヨーロッパではフランスのストラズブルクの北北東約50kmにあるソルツ地点において、深さ3,850mで温度約170℃の岩盤内に人工貯留層を造成し、1995年には循環実験で熱出力5MWtを得ており、2006年には約3MWeの発電を予定している (<http://www.soultz.net/>)。最近スイスにおいても高温岩体発電の調査がジュネーブ近郊やバーゼル近郊において進められているとのことである (<http://www.dhm.ch/dhm.html>)。さらに、オーストラリアでは2002年より南オーストラリア州クーパーベイズンにおいて、深さ5,000m級の坑井を用いて、温度250℃の岩盤に人工貯留層を造成し、275MWeの発電を目指したプロジェクトが進められている (<http://www.geodynamics.com.au/>)。

我が国では、新エネルギー・産業技術総合開発機構が山形県肘折地点において深さ2,000m級の坑井を用いて、2002年から2004年にかけて約2年間の循環実験を実施し、生産された熱水や蒸気を用いて、100kWのバイナリー発電ユニットにより発電実験を行った⁽³⁾。また、電力中央研究所は秋田県雄勝地点において深さ1,000mで温度230℃の花崗閃緑岩を対象として、注入井の深さ1,000mと719mの2箇所において貯留層を造成し、2002年までに最長5ヶ月間の循環実験により、1~1.5MWtの熱出力を得た⁽²⁾。

(3) 高温岩体発電の実用化の見通し

高温岩体発電の原理は簡単であるが、人工貯留層を構成する亀裂の進展方向や範囲は、岩盤の特性や地圧の条件に大きく依存することから、人工貯留層を通じた注入井と生産井との間の水の循環システム造成において、坑井の間隔や配置など地下の条件に応じた最適化を図る必要がある。これまで、米国ロスアラモスでの実験をはじめ、いろいろな地質構造を対象として高温岩体発電の研究が実施され、それぞれの地質構造に応じた水の循環システムの構築が図られ、短期間ではあるが発電に必要な熱の抽出に至っている。これらの成果は国際エネルギー機関の活動の一環としてデータベース化が進められており⁽⁴⁾、今後の高温岩体発電開発への貢献が期待される。

なお、高温岩体開発には坑井掘削費用が大きな割合を占め、この経費削減がコスト的な実用化へ向けた大きな課題である。

参考文献

2. 1 総エネルギー供給中の位置づけ

- (1) 米国エネルギー情報局 Web サイト"Renewable Energy Trends 2003"
- (2) 総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会「報告書. 今後の新エネルギー対策のあり方について」
- (3) 深澤、2004. NEDO 海外レポート No.930
- (4) 杉山ほか、2003. 欧州電気事業の最近の動向
- (5) NEDO、新エネルギー海外情報 01-No.3
- (6) <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=19483>
- (7) 志村・曲、2005. NEDO 海外レポート. No. 951.
- (8) 国立国会図書館 HP 外国の立法 225(2005.8)
(<http://www.ndl.go.jp/jp/data/publication/legislation2005.html>)
- (9) 経済産業省環境経済室. 京都メカニズムの本格活用について. 平成 17 年 9 月. (オンライン)、入手先
(<http://www.meti.go.jp/feedback/downloadfiles/i50905cj.pdf>)
- (10) 経済産業省. 京都メカニズム利用ガイド Ver5.4 平成 16 年 1 月 (オンライン)、入手先
(http://www.meti.go.jp/policy/global_environment/index.html)
- (11) 京都メカニズム情報プラットフォーム (オンライン 2006 年 9 月)、入手先
(<http://www.kyomecha.org/about.html#projectlist>)
- (12) UNFCCC ホームページ (オンライン 2006 年 9 月)、入手先
(<http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>)

2. 2. 風力発電の現状と将来見通し

- (1) 財団法人新エネルギー財団. “風力発電”. (オンライン)、
入手先 (<http://www.nef.or.jp/windpower/index.html>), (参照 2005-04-27).
- (2) 財団法人エネルギー総合工学研究所. 新エネルギーの展望 風力発電—再改訂版—. 財団法人エネルギー総合工学研究所. 2004 年. (オンライン)、
入手先 (<http://www.iae.or.jp/publish/pdf/2003-2.pdf>), (参照 2005-04-27).
- (3) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構.
“NEDO データサービス日本における風力発電設備・導入実績”. (オンライン)、
入手先 (<http://www.nedo.go.jp/intro/pamph/fuuryoku/index.html>),
(参照 2005-05-17).
- (4) 財団法人新エネルギー財団. “みんなで学ぼう! What's 新エネ”. (オンライン)、
入手先 (<http://www.nef.or.jp/what/whats03.html>), (参照 2005-04-27).
- (5) 牛山泉. 風力発電システム導入のための基礎研修会 (平成 15 年度) 予稿集.
財団法人新エネルギー財団. 2003 年. (オンライン)、
入手先 (<http://www.iae.or.jp/publish/pdf/2003-2.pdf>), (参照 2005-04-27).
- (6) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会.
新エネルギー部会報告書～今後の新エネルギー対策のあり方について～.

総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会. 2001年. (オンライン)、
入手先 <<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g10705bj.pdf>>,
(参照 2005-04-27).

(7) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構.

新エネルギー海外情報 2000-2.

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構. 2000年. (オンライン)、
入手先 <<http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/foreigninfo/html002/index.html>>,
(参照 2005-07-22).

2. 3 太陽光発電の現状と将来見通し

(1) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

“新エネルギー関連データ 14年度版”

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (オンライン)

入手先 <<http://www.nedo.go.jp/nedata/14fy/01/b/0001b019.htm>>

(参照 2005-05-17)

(2) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

「我が国における新エネルギー開発の現状と課題」(平成17年3月1日)講演会
NEDOにおける新エネルギー技術開発について

(3) シェルソーラー ジャパン 株式会社

“事例紹介(海外)”

シェルソーラー ジャパン 株式会社 (オンライン)

入手先 <<http://www.shell.co.jp/shell/company/ssj/case/ssj-0004.html>>

(参照 2005-1-10)

(4) 東京都水道局

”東京水道経営プラン2004”

東京都水道局 (オンライン)

入手先 <http://www.waterworks.metro.tokyo.jp/jigyo/k_plan2004.htm>

2. 4 地熱発電の現状と将来見通し

(1) (社)火力原子力発電技術協会 「火力原子力発電No.577 Vol.55 2004.10」

(2) (財)新エネルギー財団 新エネルギー産業会議 地熱エネルギーの開発・利用の推進
に関する提言 平成17年3月

(3) (社)火力原子力発電技術協会 地熱発電の現状と動向 2005年

(4) 平成11~13年度地熱開発促進調査開発可能性調査 (NEF資料)

2. 5 小水力発電の現状と将来見通し

(1) 経済産業省資源エネルギー庁ホームページ (水力のページ)

<http://www.enecho.meti.go.jp/hydraulic/index.html>

(2) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー導入促進部、マイ
クロ水力発電導入ガイドブック

- (3) 社団法人電力土木技術協会 水力技術百年史
- (4) 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部監修、電気事業便覧（平成16年版）
- (5) 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課、平成17年度水力開発の促進対策
- (6) 社団法人海外電力調査会、海外電気事業統計（2004年版）

2. 6 バイオマス発電の現状と将来見通し

- (1) 荒木由季子. バイオマス利活用への技術開発、バイオマスエネルギー利用技術開発について. 新政策. vol. 19, no. 9, 2004, p.52-53
- (2) 石渡輝夫. バイオマス利活用への技術開発、北海道での協同利用型バイオガスプラントの課題と対策. 新政策. vol. 19, no. 9, 2004, p.30-31
- (3) 石渡輝夫、三浦一浩. バイオマス・ニッポンへの技術開発、北海道及び自動車分野におけるバイオマスの活用に向けた国土交通省の取り組み. 新政策. vol. 18, no. 7, 2003, p.136-139
- (4) 伊藤仁. バイオマス・ニッポンへの技術開発、バイオマスエネルギーの開発・利用促進について. 新政策. vol. 18, no. 7, 2003, p.132-135
- (5) 河野元信. バイオマス利活用への技術開発、木質バイオマスのエネルギー利用の推進について. 新政策. vol. 19, no. 9, 2004, p.50-51
- (6) 能代森林資源利用協同組合. バイオマス・ニッポンへの技術開発、地域林業経営確立林業構造改善事業. 新政策. vol. 18, no. 7, 2003, p.284-285
- (7) 羽川富夫. バイオマス・ニッポンへの技術開発、プラント建設と今後の課題及び対策. 新政策. vol. 18, no. 7, 2003, p.170-171
- (8) 藤本潔. バイオマス・ニッポンへの技術開発、バイオマス・ニッポン総合戦略の推進について. 新政策. vol. 18, no. 7, 2003, p.104-107
- (9) 横山伸也. バイオマス利活用への技術開発、バイオマスエネルギーの導入と課題. 新政策. vol. 19, no. 9, 2004, p.8-9

2. 7 廃棄物発電の現状と将来見通し

- (1) 浅見直人、田中瑞彦. 「高効率廃棄物発電技術開発」プロジェクトと高効率廃棄物ガス変換発電技術開発の成果と展望. ENERGY. 2004-10
- (2) 小川紀一郎. 廃棄物発電システムについて. 建設工業調査会. 2002. 115
- (3) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構. 新エネルギーガイドブック入門編
- (4) 浅見直人. 高効率廃棄物発電技術の開発進む. ENERGY. 2005-5

2. 8 研究開発途上の再生可能エネルギーの現状と将来見通し

2. 8. 1 波力発電

- (1) 田端竹千穂、柳生忠彦、福田功. 日本沿岸における波のエネルギー. 港湾技研資料. No.364. Dec.1980
- (2) 高橋重雄、安達崇. 日本周辺における波パワーの特性と波力発電. 港湾技研資料.

No.654. June 1989

- (3) 下迫健一郎. 波浪エネルギー利用技術の動向. 電気評論. 2004.11
 - (4) 牧野朝昭. 特集 新エネルギー・新発電、3-2 波力発電. 火力原子力発電. Vol. 49. No. 10. Oct.1998
 - (5) 宮崎武晃、平成 13 年における重要なエネルギー関係事項、II エネルギー資源の利用技術の進展と研究動向、5.自然エネルギー、5.5 海洋. 日本エネルギー学会誌、第 81 巻、7 号、2002 年 7 月
2. 8. 2 海洋温度差発電
- (1) 高柳幹男. 特集 新エネルギー・新発電、3-1 海洋温度差発電. 火力原子力発電. Vol. 49. No. 10. Oct.1998
 - (2) 上原春男. 海洋エネルギー. 日本機械学会誌. 1990 年 7 月
 - (3) 資源エネルギー庁編. 新エネルギー便覧 平成 10 年度版. (財)通産産業調査会. 1999 年 3 月
2. 8. 3 高温岩体発電
- (1) Duchane, D. V., 1995, Hot Dry Rock Geothermal Energy in the USA – Moving Toward Practical Use-, Proc. WGC1995, pp.2613-2617
 - (2) 海江田他 2003、未利用地熱資源の開発、高温岩体発電、電中研レビュー49
 - (3) 川崎耕一、菊地恒夫、及川寧己、2002、高温岩体発電システムの開発－NEDO 肘折プロジェクトー、地熱、Vol. 39, No. 3, 23-37.
 - (4) Matsunaga, I., Renner, J., Megel, T., and Yamaguchi, T., 2005, Status of the IEA Geothermal Implementing Agreement ask III, Proc. WGC 2005
 - (5) 佐藤嘉晃、1996、NEDO 高温岩体技術開発 肘折高温岩体実験場の経緯を中心として、地熱、Vo. 33, No. 22, pp.62-76.

第3章 再生可能エネルギー開発の課題

3. 1 風力発電

3. 1. 1 経済性

(1) 発電コスト

新エネルギーは競合する他のエネルギーと比較して発電コストが高く、導入に当たりその経済性が課題となっているが、風力発電もその例外ではない。実用化されている風力発電設備が比較的安定した偏西風が吹くヨーロッパの風土に合わせて開発・生産されているため、台風や乱れの大きい山岳風などの日本の気象条件に適合せず、設備利用率が低下し発電コストが高くなっていることが風力発電の最大の課題である。

第2章で述べたように、総合資源エネルギー調査会の試算によれば、風力発電のコストは大規模風力で10～14円/kWh、中小規模風力で18～24円/kWhと、火力発電の場合と比較して約1.4～3倍と割高である(表2. 2-3)。

表2. 2-3 風力発電の経済性試算例⁽¹⁾(再掲)

発電コスト	風力発電/競合エネルギー	前提とした競合エネルギーコスト
大規模： 10～14円/kWh	約1.4～2倍	火力発電単価：7.3円/kWh
	約2.5～3.5倍	燃料費相当：4.0円/kWh
中小規模： 18～24円/kWh	約2.5～3倍	火力発電単価：7.3円/kWh
	約4.5～6倍	燃料費相当：4.0円/kWh

(2) コスト低減に向けた取り組み⁽²⁾⁽³⁾

風力発電は一般的に規模が大きくなるほど発電コストが低減できるため、近年、設備の大型化や事業規模の拡大が進んでいる。設置コストの内訳を見ると、風車本体が総費用の約5割、電気設備費が約1割、工事費が約3割弱となっており、事業規模の拡大に伴い電気設備費や工事費の割合は低下する傾向にある。

国による導入推進施策としては、1992年の電力会社による余剰電力購入制度および1993年の系統連系技術要件ガイドラインの整備により導入の基盤作りがなされた。その後、風力発電フィールドテスト事業に加え、1998年度からは新エネルギー事業者支援事業や地域新エネルギー導入促進事業により、初期費用に対する補助制度の導入、電力会社による事業用風力購入メニューの設定により風力発電事業が急速に進められてきた。同時に優遇税制として、エネルギー需給構造改革投資推進税制による法人税・所得税の控除やローカルエネルギー税制による固定資産税の課税基準の特例措置がとられている。

1990年代後半以降、風力発電導入量が急速に増加している要因としては、こうした事業環境の整備とともに、風車の大型化、低コスト化が進み事業採算性が向上し、新規事業者の参入が進んだことが挙げられる。一方、国産機の市場開発という点では、導入が急速に進展した1990年代後半に適当な機種を市場に投入することができずにシェアを大きく欧米メーカーに奪われている状況にある。

今後は、日本特有の気象条件に対応した風車や革新的な装置の開発によるエネ

ルギー変換効率の向上などハード面での技術開発を行うとともに、設置費補助、電力会社の長期買電契約などのソフト面（制度面）での施策推進により、コスト低減が図られることが期待される。

3. 1. 2 技術的課題

風力発電は、新エネルギーの中では事業化・商業化が最も進んでいるもののひとつであり、以下の課題解決により、総合資源エネルギー調査会の「長期エネルギー需給見通し」における目標規模（2010年度までに設備規模300万kW）の達成に向けた一層の導入拡大が期待される。

（1）設備設計上の課題⁽³⁾

風力発電導入に当たっての最大の課題は発電コストの高さであるが、その背景には、実用化設備のほとんどが比較的安定した偏西風が吹くヨーロッパの平原を対象として開発・生産された輸入品であるため、乱れの大きい山岳風や台風など日本特有の気象条件に適合せず、結果的に設備利用率が低くならざるを得ないという事情がある。

また、風力発電は風の強弱によって出力が変化するので、どの程度の強さの風を想定して発電機容量を選定するかが設備設計上重要となる。稀にしか吹かない強風に合わせて大容量の発電機を使用すると年間稼働率（設備利用率）が極めて悪くなり、逆に発電機の容量が小さすぎると強い風の持つエネルギーの大部分を逃がすことになり、いずれの場合も不経済な結果となる。

将来的な風力発電の普及拡大のためには、国内の風況を詳細に調査し、不安定な日本の気象条件に適合した風力発電設備の設計・開発を進めることが重要である。

さらに、近年、四国や沖縄地方を襲った台風により風力発電設備が壊滅的な打撃を受けたが、その原因としては風車や塔といった本体部分のほか、基礎部分の強度不足が挙げられる。設備設計に当たっては、過去の被災事例を踏まえるとともに、風況や地質等の地点特殊性を十分考慮した適切な設計が求められる。

（2）地点開発上の課題⁽³⁾

風力発電は、開発地点のロケーションが非常に重要であり、安定した風に恵まれていることはもちろんのこと、設置個所への資機材搬入路や送電線の確保が必要であり、地形が複雑な日本にとっては地点開発上の潜在的な制約が存在する。

地点選定に当たっては、長期間の風況調査が必要である上、適地の多くが北海道や東北地方等に偏在していることから、経済産業省は1995年度から「風力開発フィールドテスト事業」（2000年度から「風力発電フィールドテスト事業」）を立ち上げ、全国の風力発電有望地域においてデータ収集等の調査研究事業を実施している。今後、詳細な風況データベースの構築や風力発電建設基準マップの作成、規制緩和による立地地点の確保などを図り、適地の選択と設置がしやすい環境作りが望まれる。

また、これまでの開発地点は経済的に比較的好条件の場所が多かったようであるが、今後の利用拡大を考えると離島、山間部、海洋上など風況は良くても経済的には必ずしも好条件といえない地点が候補地点となることが予想される。

ヨーロッパでは比較的浅い水域での洋上（オフショア）風力発電が主流になってきているが、日本では山形県酒田港と北海道瀬棚港で風力発電施設を港内に設置した例はあるものの、外洋に設置した例はない（2003年時点）。日本は3万kmを超える長い海岸線を持ち洋上風力発電の開発が期待されているが、遠浅が少ない我が国沿岸への適用上の困難もあるため、建設技術の研究開発のほか、洋上風況データの観測、塩害対策、保守点検、漁業補償等の関連課題について、今後の本格導入に向けた基礎データの整備・構築が求められる。

洋上風力発電の主な利点と課題を表3. 1-1に、我が国における洋上風力発電システムの研究例を図3. 1-1に示す。

表3. 1-1 洋上風力発電の主な利点と課題⁽²⁾

利点	<ul style="list-style-type: none"> ① 適地が不足してきている陸上に比べ、適地が豊富に残されている。 ② 洋上は一般に風速が大きく、高い設備利用率が期待できる。 ③ 騒音問題等の陸上部での立地問題を回避できる。
課題	<ul style="list-style-type: none"> ① 建設コストが高い。 ② メンテナンスコストが高い。 ③ 風況、設備耐久性等のデータ蓄積が少ない。

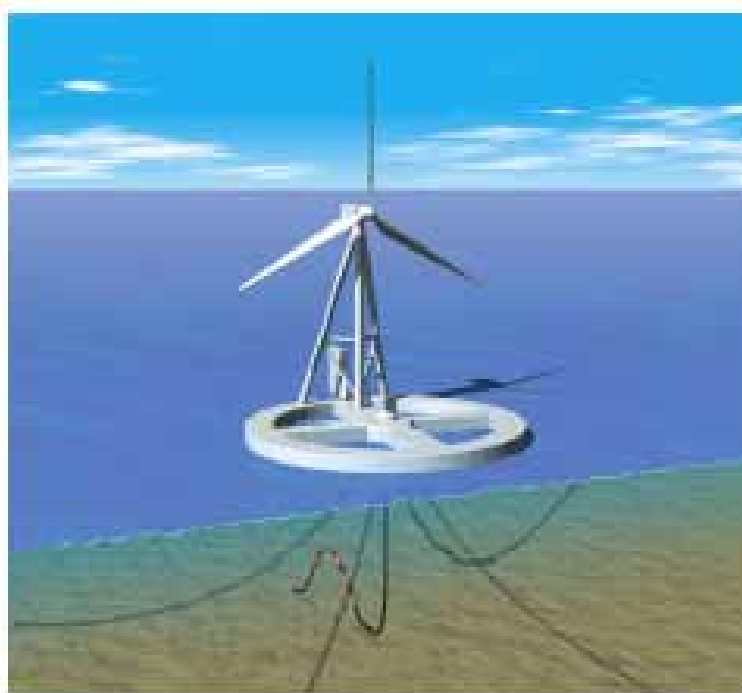


図3. 1-1 電力中央研究所が考案した洋上風力発電システムの概念図⁽⁴⁾

(3) 電力供給上の課題⁽⁵⁾

風力発電は風況に伴い出力が変動することから、電力系統への連系が増大するにつれて系統の運用が困難になり、周波数や電圧といった電力品質が悪化し、電力需要家へも悪影響を及ぼす可能性がある。特に、日本の風力発電の適地は山間部など送電系統の弱い地域が多く、この電力供給上の問題が大きな課題のひとつとなっており、出力安定化や電力系統への影響を緩和するための技術の開発が必要とされている。

現在、不安定な風力発電の欠陥を補うため、風力発電の利用に関して次の検討がなされている。

- ①ディーゼル発電機、蓄電池等と組み合わせることにより、電源としての安定性を高める。
- ②工場または事業場における電灯等の業務用電源、システム稼働用の産業用電源等の自家用電源としての利用。
- ③離島等においては、風況によりディーゼル発電よりも経済性の面で優位になる場合があるため、この場合の商用電源としての利用。
- ④電灯電源、通信用電源、薬品等保管用冷凍電源、給水ポンプ用電源等の非常用電源としての利用。
- ⑤不規則な電気でも差し支えない用途への利用。(例:電気を熱に変えて蓄熱し、熱源として利用)

送電系統接続に当たっては、資源エネルギー庁の「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」が技術上の目安とされているが、一層の風力発電の導入拡大に向け、2004年4月に総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会のもとに設置された風力発電系統連系対策小委員会において、系統連系問題の対策に関する詳細な検討が行われている。

3. 1. 3 環境問題⁽³⁾

風力発電は、再生可能な風力エネルギーを発電に利用したものであり、温室効果ガスを排出することもなく、近年、地球温暖化防止の有効手段のひとつとして世界中で大規模な開発・利用が行われてきている環境に優しい発電方式であるが、環境への影響が全くないわけではない。以下のとおり、騒音、電波障害等の問題があり、風車が大型である場合や集中的に設備を設置した場合にその影響は大きくなる。

(1) 騒音問題

風力発電設備の騒音発生源は、風車の回転と増速歯車・発電機の回転にある。プロペラ型風車では、高速で回転する羽根が空気を切ることによって生じる騒音(風切り音)のほか、風車が機械室の風下側に位置するダウンウィンド式の場合には塔の後ろにできる空気の渦を羽根が切ることによっても騒音が発生する。それ以外にも、人間の耳には聞こえない数十ヘルツ以下の空気振動によって、周囲

の人家の窓ガラスや戸がガタガタと音をたてる低周波騒音が発生することがある。

したがって、一般に風力発電設備を設置する際には、なるべく人家から離れた場所を選ぶのが望ましく、騒音は風下の方向にはより遠くまで届くので、計画段階から十分に注意する必要がある。

(2) 電波障害

金属製または金属質の塗料で仕上げた風車を使用した場合、電波がその表面で反射することにより電波障害を引き起こす。また、塔自体も電波障害の原因になることがあり、高い塔の上に設置された大型風力発電設備ほど障害を起こしやすい。

この問題の解消のため、現在では金属質ではなく強化プラスチック（FRP）製の風車を採用する場合はほとんどである。

(3) 鳥類への影響

イヌワシ、クマタカ、オオタカなどの希少猛禽類の幼鳥が、風力発電の回転羽根に衝突し死亡するケース（バードストライク）が問題となっている。また、海外では風力発電設備の設置によって渡り鳥の経路が変わったという報告もあり、我が国においても鳥類に与える影響の詳細調査を実施していく必要がある。

(4) 景観の問題

自治体等が観光施設を兼ねて風力発電設備を建設するケースもあるが、景観への影響は判断が難しく、観光地などでは建設反対運動が起こる場合もある。

風車自体のデザインが優れているばかりでなく、周囲の景観との調和が重要である。

3. 2 太陽光発電

これまでの技術開発の結果、太陽電池生産は増加するとともに、利用拡大も順次図られてきている。また、エネルギー資源問題や地球環境問題等を踏まえ、クリーンなエネルギーである太陽光発電の重要性はさらに増加してきている。

しかしながら太陽光発電は、現状では発電コストが高く経済性の面で他のエネルギーとの競合が困難である。また、気象等の影響を受け易く発電量が変動し易い不安定なエネルギーであるとともに、電気エネルギーへの変換効率等が低く必要な電力量を確保するには広大な設置面積が必要となることから、利用形態や設置場所等の制約が生じ易い。

今後は、新材料等の活用による発電コストのさらなる低下や安定的なシステムの開発によりエネルギー供給源としての地位を確立するとともに、ビルの壁面や建材との一体化など用途・利用形態に応じた太陽光発電システムの開発による更なる適用性拡大が課題となっている。図3. 2-1に低コスト化に向けたシナリオを示す。また、表3. 2-1に太陽光発電の将来像を示す。

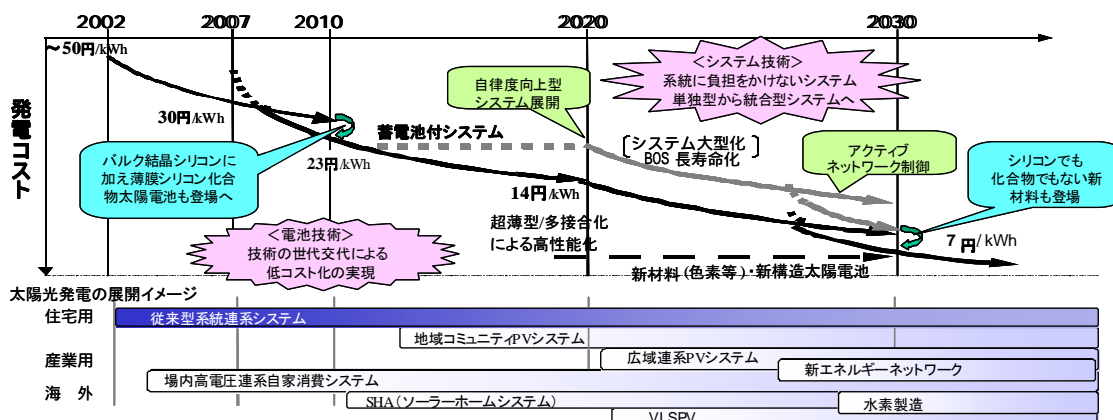


図3. 2-1 低コスト化のシナリオ⁽¹⁾

表3. 2-1 太陽光発電の将来像⁽¹⁾

項目	現在の状況	2030年の状況	備考
電力価格	高い(2倍)	汎用電力並	低コスト高性能モジュール
発電信頼性	気象依存	安定電源	蓄電機能、自律度向上システム
設備寿命	20年	30年以上	材料開発、構造改善
導入形態	個別導入	地域/広域導入	コミュニティPV、 アクティブネットワーク制御システム
必要面積/kW	大面積	小面積	高性能化
発電シェア	電力の0.1%以下	~10%	住宅、産業、公共施設、その他
新たな芽生え	なし	水素製造電源 超大型太陽光発電所 (VLSPV)	未利用地利用、大規模システム

3. 2. 1 経済性

太陽光発電の経済性の改善には、太陽電池の製造コストの低減が重要となる。また、太陽電池の高性能化や耐久性の向上とともにシリコン等の原料需給の安定化やインバータ・蓄電装置などシステム周辺機器・設置工事などの低コスト化も必要となる。

「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（新エネルギー・産業技術総合開発機構）」では、2030年の汎用電力並み（7円/kWh程度）の発電コストの達成に向けた太陽電池の製造コストの低下や耐久性等の向上とともに、適用性の拡大に向けたインバータ・蓄電装置の低コスト化等を個別技術課題の開発目標としている。

表3. 2-2 2030年に向けた個別技術課題の開発目標⁽¹⁾

項目	現状	開発目標（達成年）
モジュール製造コスト低減	生産250円/W(2003)	100円/W(2010)、75円/W(2020)、 <50円/W(2030)
モジュール高性能化	開発140円/W(2007見込み)	
モジュール耐久性向上	20年	寿命30年(2020)
原料需給の安定化	10~13 g/W	シリコン原単位,1g/W(2030)
インバータ	~30,000円/kW	15,000円/kW(2020)
蓄電装置	~10円/wh(自動車用)	10円/Wh(2020)、耐用10年

3. 2. 2 技術的課題

太陽光発電における技術的課題は以下の通りである。

(1) 太陽電池の高性能化（変換効率の向上）

太陽電池の高性能化（変換効率の向上）を図ることにより、製造コスト（円/W）の低減が可能となるとともに、これまで必要な発電量の確保に広い設置面積が必要であった集合住宅などへの適用など用途拡大が期待される。

表3. 2-3 太陽電池モジュールの変換効率目標⁽¹⁾

太陽電池の種類	現状(%)	目標変換効率(%)		
		2010年	2020年	2030年
多結晶シリコン太陽電池	13~14.8(18.4)	16(20)	19(25)	22(25)
薄膜シリコン太陽電池	10(14.7)	12(15)	14(18)	18(20)
CIS系太陽電池	10~12(18.9)	13(19)	18(25)	22(25)
超高効率太陽電池	集光(38.9)	28(40)	35(45)	40(50)
色素増感太陽電池	(10.5)	6(10)	10(15)	15(18)

(2) 太陽電池の低コスト化と耐久性向上

発電コストの低減には、太陽電池の低コスト化が重要となる。太陽電池の低コスト化に向けては、シリコンの薄膜化技術や新規材料の開発などによる材料コストの削減とともに、大量生産技術や生産プロセスの効率化など新たな製造技術の開発などによる生産性の向上が必要である。

また、太陽電池、インバータなど太陽光発電システムの耐久性の向上を図ることにより、長期的な発電コストの低減や建物寿命との整合による導入の促進が期待される。

太陽電池製造技術開発の動向を図3. 2-2に示す。

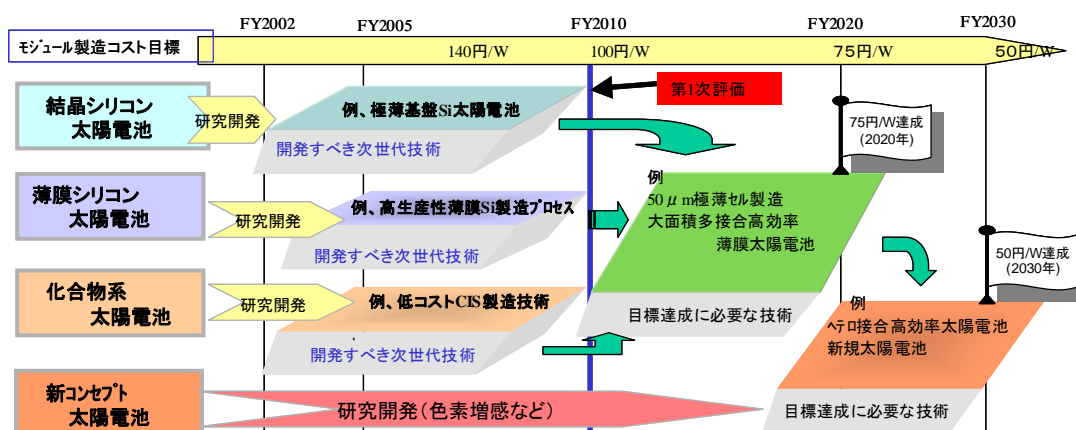


図3. 2-2 太陽電池製造技術開発と“選択と集中” (1)

(3) システム形態

今後、太陽光システムが普及した場合には、太陽光発電システムが配電システムに局所集中的に設置されることが予想され、系統等への影響が懸念される。このため太陽光発電の利用形態を、蓄電機能の付加や地域エネルギーネットワークシステムの形成などによる電力システムに過度の負担をかけない新しいシステム形態に転換させることが重要であり、電力システムに対する発電量変動の影響軽減と導入限界の排除により、太陽光発電システムの適用性の更なる拡大が期待される。

また、工場やビル壁さらには自然光を透過しながら発電するガラスへの適用など広範な場所・状況での利用を実現していくためには、用途・利用形態に応じたシステムを開発することが重要である。

(4) モジュールの多様化と多機能化

モジュールの多様化 (軽量、フレキシブル、両面受光、インバータの内蔵)、多機能化 (遮音性、断熱性等の機能付加)、建材・部材との一体化などの付加価値増加に向けた技術開発により、太陽光発電の多様な用途・設置場所・利用形態への適用性拡大が期待される。

(5) その他

上記以外の技術的課題としては、高純度原料シリコンの需給の安定化、インジウムなどの希少資源消費量の削減等による大量生産への障害除去などがある。また、利用者に対する導入インセンティブの確保など導入環境の整備や国際競争力の維持・確保ならびに海外市場への対応など産業基盤の強化も必要である。

3. 2. 3 環境問題

クリーンなエネルギーである太陽光発電は、環境問題への対策としても有効な発電である。しかし、一方で普及が促進されると、耐用年数が経過した太陽電池は廃棄物となり資源の有効利用の観点からもその対策が必要となる。現在、太陽電池の耐用年数は約 20 年であり、これまでの太陽電池の生産量に比例して、使用済みとなる太陽電池の数は今後飛躍的に増加してくることが想定される。このため、今後は太陽電池のリサイクルやリユース技術の開発・確立が重要である。

リサイクル・リユース技術の確立には、使用済みとなった太陽電池の回収システム、再利用できる材料の効率的な回収、リサイクル・リユースを想定した製品の開発など様々な段階での技術開発が期待される。

3. 3 地熱発電

近年の地熱発電設備出力は図2.4-1の認可出力の推移をみても判るとおり、増加傾向になく、至近年の新たな地熱発電所の運開の計画はない状況にある。これは、地熱開発に特徴的な資源特性や地熱開発をとりまく社会・経済的条件に起因するいくつかの問題点があるためである。以下に地熱発電の弱い側面としての特徴や解決すべき課題を挙げる。

3. 3. 1 経済性

(1) 蒸気生産のための大きな初期投資額⁽¹⁾

地熱発電のためには地下から蒸気を生産する必要があるが、また地上で気水分離した噴出熱水は地下に戻す必要があるため、一般に多くの生産井、還元井を掘削する必要がある。生産井、還元井の掘削前の地熱資源調査のためのボーリング費用も含めると、発電所建設に係る初期投資額が大きという特徴がある。長い調査・開発期間に伴う多額の資本費は、発電コストを増大させる要因となる。

(2) 大容量発電所開発の困難性⁽¹⁾

地熱発電は自然エネルギーの利用であり、生産井から自噴してくる蒸気を利用することから、一地点当りの開発規模が既存の他電源と比較して小さい。地熱発電所の規模は大きくても1ユニット5万kW程度（海外でも1ユニットで最大10万kW程度）であり、数十万kW～100万kWの従来型の大規模発電に比べてスケールの点から経済性が劣ることは否めない。

これまでは、地熱開発の経済性追及の一つの方向性として、大容量を目指してスケールメリットを得ることが志向されてきた。

しかしながら、規模を大きくするためには、多くの坑井掘削が必要なこと、小売を行う電力会社との交渉に時間を要し、多額の初期調査費用とあいまって経済的メリットが出にくいこと、当該地域の資源量に対して適正な開発形態を設計できなければ予想外の蒸気流量減衰により発電所運転のコストが増大するリスクが高くなること等のために、大きな発電容量の追及については、少なくとも国内においては社会・経済的にも難しい状況にある。

(3) 事業採算性評価の必要性⁽¹⁾

過去に地熱の技術開発、調査に費やされた費用は、約30年間で3千億円を超える。単純に思考すると他の発電方式による100万kW級の発電所を1基建設するのに十分な費用が費やされている。

一方で、地熱発電所の設備容量は現在約55万kWという結果となっている。

地熱発電は地下資源を利用するものであり、化石燃料等を利用する他の発電技術と同一レベルで比較することはできないし、また過去の技術開発や調査により、いろいろなハードルを越えてきたことが、現在の地熱発電の設備容量を達成しており、過去の調査・研究への投資自体を否定するものではない。

しかしながら、今後はその技術を活かして、基本設計を前提とした長期（20

～30年)の事業採算性の評価を行い、実行することが必要である。

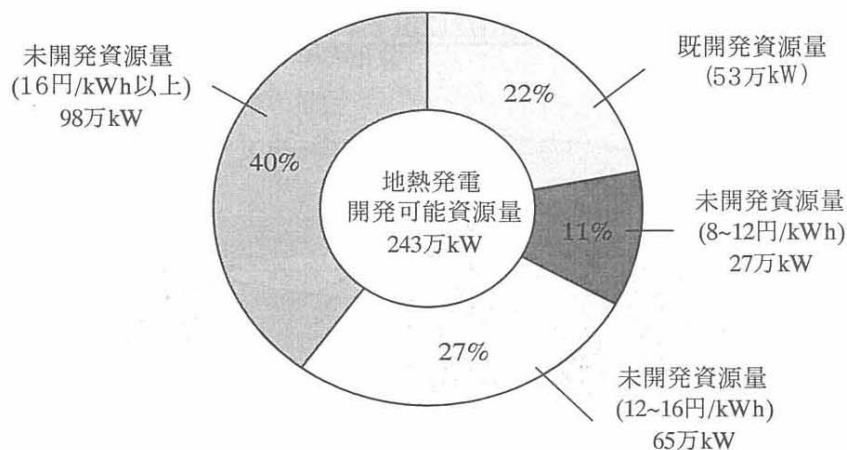
(4) 地熱発電のコスト分析⁵⁾

21世紀に向けた発電技術懇談会の地熱部会においては、地熱発電の発電原価に関して、発電出力5万kWの復水式シングルフラッシュの発電方式の地熱発電所で標準的なコストモデルを作成し、これを用いてコスト分析を行った。(1996年11月)

標準コストモデルにおいては、国の財政的支援を受けることを前提とすると、発電原価の運転開始後15年間の平均単価(以下「平均発電原価」という。)は約13.2円/kWhとなった。

更に、平均発電原価約13.2円/kWhの内訳を見ると、以下のようなことがいえる。

- a. 全体の64%(約8.5円/kWh)が蒸気部門、残りの36%(4.7円/kWh)が発電部門に係るものであり、蒸気部門コストの割合が高い。
- b. 蒸気部門のインシヤルコストは平均発電原価の50%(約6.6円/kWh)と半分を占めており、ランニングコストは同14%(約1.9円/kWh)である。また、発電部門のインシヤルコストは同22%(約2.9円/kWh)、ランニングコストは同13%(約1.8円/kWh)である。
- c. 蒸気部門のインシヤルコストのうち、坑井掘削費によるものは、平均発電原価の24%(約3.2円/kWh)であり、開発資金借入による支払金利によるものは、同16%(約2.1円/kWh)であり、どちらも平均発電原価の大きな構成要素となっている。



- ・国立公園特別地域等の開発困難な箇所の資源量は含まない。
- ・発電コストは、国の助成措置を想定していない。助成措置を考慮すると、地熱発電単価は約20%低下する。

図2. 4-4 日本の地熱発電開発可能量(再掲)

3. 3. 2 技術的課題

(1) 地下の地熱資源把握リスク⁽¹⁾

地熱資源は、石炭や石油あるいはウラン等のエネルギー資源と同様の「地下資源」の一つである。したがって、地下数百 m から 2,000m を超える地下深部の資源量の把握、地熱貯留層の評価が難しく、井戸の掘削において不成功のリスクがある。

地熱発電所の開発・建設は、例えていえば、「石油火力発電所を建設するときに同時に新規油田開発（石油資源開発）を行う」ような事業である。すなわち資源開発関係の言葉で言えば、地熱開発はエネルギー資源の上流（開発）と下流（利用）が同じ場所で直結した事業といえる。

このため、地熱発電所の発電出力を決定して建設を行おうとする前には、一般に多数の調査ボーリング掘削を含む地下調査を行う必要があり、地下の地熱資源把握に伴うリスクのために、開発時点の坑井数の増大、あるいは発電所運転開始以降の蒸気流量減衰に伴う補充井の掘削等が発生して地熱発電のコストを増大させ、価格の安い他の電源との価格競争において事業性が成り立たなくなる場合があるといった特徴がある。

地熱資源の把握・評価技術は、日本で初めて事業として地熱発電が開始された 30 年有年前と比較すると格段に進歩したことは疑いようもない事実であるが、開発規模を決定するための更に精度の高い資源量評価技術が必要であり、技術開発の必要性・重要性は高い。

(2) 地熱貯留層管理技術⁽²⁾

地熱発電を開始して地熱流体の生産と還元を継続すると、貯留層の状態は時間的に変化してゆく。当然のことながら、地下から流体を採取するので圧力が徐々に低下し、生産井へ向かう流体の流れが発生する。

貯留層の規模に対して、適正な生産規模、管理を行うことにより圧力の低下は落ちつき安定するが、生産規模、管理が適切でない場合や、生産井へ流れる流体の源が周辺より低温の帯水層あるいは還元流体であると、高温の貯留層の中により低温の領域が徐々に侵入してゆく（コールドスウィープ過程）。また、貯留層圧力低下による減圧沸騰とそれに伴う蒸気ゾーンの拡大もしばしば発生する（貯留層内沸騰過程）。

通常、個々の生産井から産出される蒸気量は貯留層圧力の低下とともに減少するので、何年かごとに補充井の掘削が必要となる（貯留層管理が適正な場合掘削頻度は少なくなる）。また、還元井から生産井へのコールドスウィープ過程は、流体の循環という好ましい面があるものの、冷却が生産井近傍まで及ぶと生産流体のエンタルピーの低下、すなわち蒸気生産量の低下をもたらすので、その対策として還元井の移設や新たな生産井の掘削が必要となる。

貯留層内沸騰が発生する場合には、生産井から採取される流体内の蒸気割合が高くなり、エンタルピーが上昇する。ただし蒸気割合が高くなるとともに生産量が減少し、補充井掘削や貯留層へ水の涵養を計画しなければならないこともある。

したがって、発電を開始してからは、時間的に変化する貯留層の状態を把握するために、種々のモニタリングが行なわれる。当然のことながら、生産井の状態を把握することは基本であり、個々の坑井（あるいは複数の坑井群）ごとに坑口圧力、生産量、流体のエンタルピー（生産流体中の蒸気割合）が測定される。

実際の測定頻度や方式は地域ごとに多少異なるが、この他に、生産流体の化学分析や還元井についての測定も行なわれる。また、地域によっては、貯留層圧力・温度の定期点検時における測定や観測井による連続的測定、さらにトレーサー試験が還元流体の生産井への影響を推定するために適宜行なわれる。

貯留層管理の目的は発電量の維持、つまり、蒸気生産量の維持であり、これは貯留層の圧力・温度の維持ということになる。これにより追加生産井や還元井の掘削本数を減少させ経済性の向上が図れるからである。このために種々のモニタリングを実施し、得られたデータに基づいて必要な作業を計画し実行に移す。必要な作業としては、個々の坑井についての改修作業から坑口圧の変更、稼働させる坑井の選択、補充井掘削、生産井・還元井の再配置、さらに発電規模の変更と多岐にわたる。

このような作業を計画し実行に移すには、計画した作業の結果が予測できると良いが、これは現状では経験に頼る部分が大きくしばしば試行錯誤を伴う。

コールドスウィープにより予想外に早い蒸気生産量の減少が発生した場合など、一旦低下した発電量を回復するには、既存井の停止や新規補充井の掘削など多くの手間と費用が必要となる。したがって、貯留層管理にとって、早め早めに必要な措置を行い深刻な事態を回避することは最も重要である。このためには、必要な分解能と精度で貯留層の将来挙動を予測できることが求められる。

近年、貯留層評価のために貯留層シミュレーションが行われるようになってきたが、貯留層管理においては、有効に活用されている事例があるものの、意思決定に際して補助的な役割しか果たしていない場合も多い。

貯留層管理技術の優劣が地熱発電所の運営に大きく影響する要素のひとつである。

(3) スケール付着防止技術⁽³⁾

地熱流体は、天水（雨水や河川水）や海水が地下へ浸透し加熱されて地下数 km に貯留されている。この貯留されている空間を貯留層と呼ぶが、ここでは地熱流体は岩石と反応して様々な化学成分に富んでおり、全溶存成分量は数百 mg/L～数万 mg/L である。

このような化学成分に富む流体が、地表へ移動する際の温度・圧力低下による気液分離（蒸気と熱水に分離される：フラッシング）のため、化学成分は熱水へ濃縮され、一部の成分は過飽和になる。この熱水から、過飽和成分が生産井内や地上配管および還元井にスケールとして沈殿し、生産・還元に大きな障害を与えている。そのスケールとしては、方解石・シリカ、硬石膏、硫化物等が知られている。

スケールの中でも一般的に重要な問題となっているのがシリカスケールであ

り、古くから多くの研究がなされている。

シリカ (SiO_2) は、地殻を構成する主要成分であり、貯留層内では岩石と反応して熱水中へ濃縮される。その濃度は、石英の溶解度に規制されており、次式で示す温度の関数である。

$$T=1,164 / (4.9 - \log (\text{SiO}_2)) - 273.15 \quad (3.3.1)$$

ここで、 T は温度 ($^{\circ}\text{C}$) であり、 SiO_2 濃度の単位は mg/L である。

今、貯留層温度が 250 あるいは 300°C とすると、地熱流体中にシリカは、各々 473 mg/L と 740 mg/L 含まれることになる。これらの流体が生産井へ流入し気液分離が起こると、シリカは熱水中へ濃縮され、 90°C では 695 mg/L と 1275 mg/L となる。この時、熱水中のシリカの溶解度は、次式で示す非晶質シリカの溶解度に規制され、 90°C では 320 mg/L である。

$$T=731 / (4.52 - \log (\text{SiO}_2)) - 273.15 \quad (3.3.2)$$

即ち、 250°C の流体では過飽和度が 2.1 倍、 300°C の流体では 4.0 倍となる。ただし、熱水中の過飽和なシリカがすべて沈殿するわけではなく、その沈殿メカニズムは複雑である。

シリカスケールの防止方法については、過去に多くの研究例が報告されている。実用化されている手法及び今後開発が期待される方法をいくつか挙げると以下のようなものである。

- a. 高温還元法
- b. pH 調整法
- c. シード循環法
- d. その他

(4) バイナリー発電技術⁽⁴⁾

一般的にバイナリー発電とは、バイナリーサイクルを利用した発電システムのことを指し、熱源となる一次媒体から熱を二次媒体に移し、二次媒体のサイクルにより発電するシステムを総称している。バイナリーとは「二つの」という意味で、二つの熱媒体を使用した発電サイクルということから呼ばれる発電システムであり、地熱発電に限られた発電システムではない。

バイナリー発電では、二次媒体に低沸点の媒体を使用するため、熱源の温度が低くても高圧の媒体蒸気を得てタービン・発電機を回転させ発電を行うことが可能となる。このため、工場廃熱や温排水や温泉熱といった比較的到低温度の熱源でも発電が可能となる。この比較的到低温度の熱源でも発電ができるという点がバイナリー発電の大きな特徴である。

従って、地熱資源へのバイナリー発電システムの適用は、蒸気をフラッシュさせるには温度が低すぎるとか、温度の低い熱水が多量にある場合に考慮されるであろうから、地熱バイナリーに使用する熱源は、既存の地熱発電所の還元熱水 (90°C) や未利用の中低温度域 (地下での地熱流体温度: $150\sim 220^{\circ}\text{C}$) の坑井

ぐらいまでが対象となると思われる。

バイナリー発電を行うには、熱源との関係もあるが使用する低沸点媒体に何を
選択するかが重要なポイントとなる。このことは地熱バイナリーにおいても同様
である。その際の選定基準としては、熱源の温度以外にも伝達性能、取り扱いや
すさ、毒性、反応性、入手のしやすさ、経済性などの多くの観点があげられる。

これまでわが国においても地熱バイナリー発電の研究は進められており、いく
つかの研究プラントも実際に設置されている。これらのプラントで使用された低
沸点媒体もこのような観点から選定されている。

これまでに設置された研究プラントと使用された媒体を参考として記してお
く。

表 3. 3-1 国内地熱バイナリー発電設備

施設名	場所	定格出力	媒体	用途	製造年
熱水専用型濁川 試験発電所	北海道 森町濁川	1000kW	フロン (R-114)	研究	昭和 52 年
蒸気併用型大岳 試験発電所	大分県 九重町大岳	1000kW	イソブタン	研究	昭和 52 年
100kW 級地熱 バイナリー発電 システム	大分県 九重町大岳	100kW	代替フロン (HCFC-123)	実証 研究	平成 7 年
500kW 級地熱 バイナリー発電 システム	大分県 九重町滝上	490kW	代替フロン (HCFC-123)	実証 研究	平成 9 年

近年わが国で地熱バイナリーの研究として進められ良好な成果が得られてき
た媒体は代替フロンであったため、自然環境への影響が考慮され、普及には至っ
ていない。

このような中、九州電力では、八丁原バイナリー発電施設を平成 16 年(2004
年) 2 月に実証試験設備として設置し、運転を開始した。

表 3. 3-2 八丁原バイナリー発電施設 仕様概要

項 目		仕 様
定格出力		2,000kW
媒体蒸気 (ペンタン)	圧 力	1.09MpaG
	温 度	133.2℃
	流 量	105.77t/h
地熱流体 (蒸気・熱水)	圧 力	0.304MpaG
	温 度	143.1℃
	蒸気流量	17.825t/h
	熱水流量	64.14t/h
タービン型式		衝動横置 2 段復水タービン
発電機型式		横置円筒回転界磁形同期発電機
復水器型式		空冷式
熱交換器型式		横置シェルアンドチューブ型

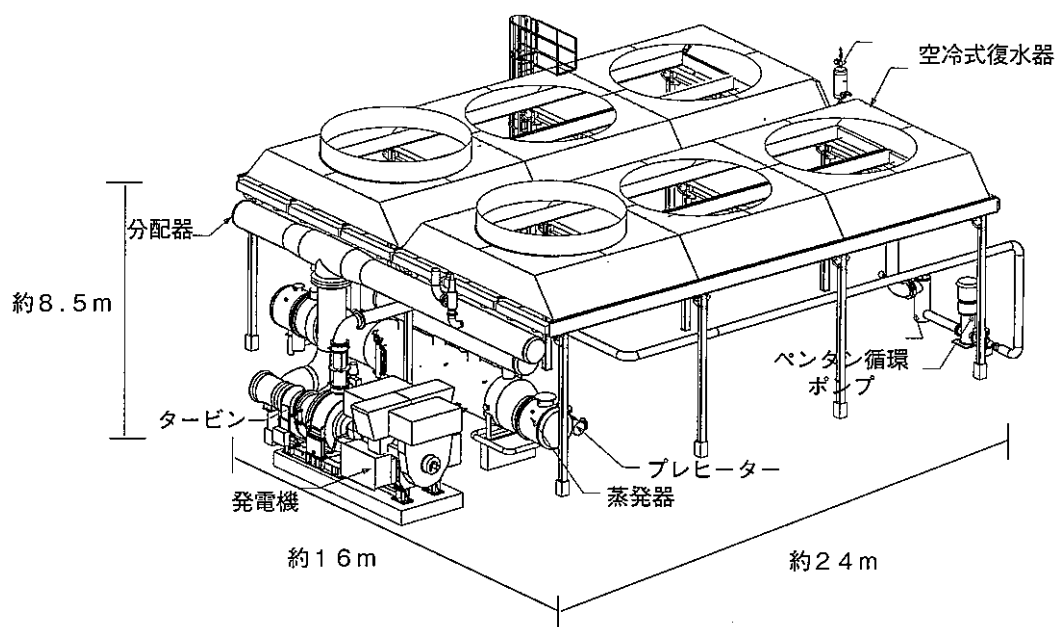


図 3. 3-1 八丁原バイナリー発電施設鳥瞰図

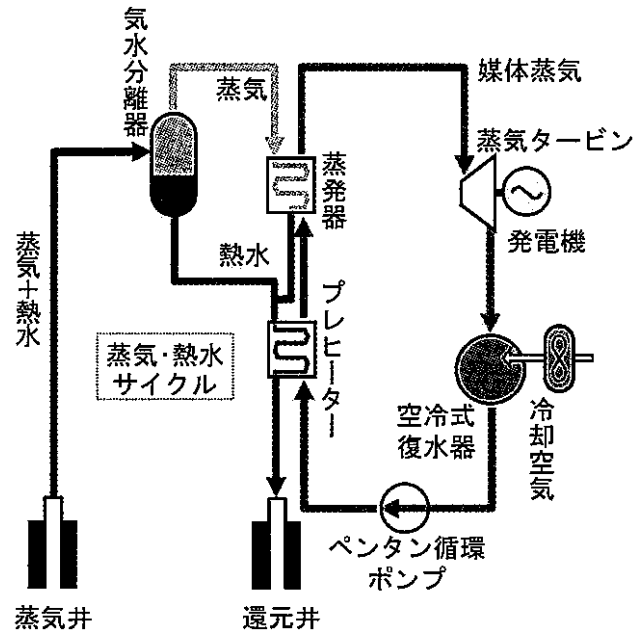


図 3. 3-2 八丁原バイナリー発電施設概略システムフロー

表 3. 3-3 世界のバイナリー発電所 (1984~2001年)

(MW)

	国名	地熱発電設備容量	バイナリー発電容量	比率 (%)	備考
1	米国	2,228	204.7	9.2	
2	フィリピン	1,931	196.4	10.2	コンバインドサイクル含む
3	ニュージーランド	431	109.5	25.4	コンバインドサイクル含む
4	ガテマラ	33	24.0	72.7	
5	ポルトガル	16	13.7	85.6	
6	ケニヤ	109	12.0	11.0	
7	アイスランド	172	11.1	6.5	
8	エチオピア	9	8.5	94.4	
9	エルサルバドル	161	5.0	3.1	
10	メキシコ	893	4.2	0.1	
11	日本	549	2.0	0.4	
	その他	1,807	2.3		
	全世界	8,339	593.4	7.1	

出典『地熱発電の現状と動向』&GERD 大里氏資料

3. 3. 3 環境問題

(1) 法規制⁽¹⁾

全ての各種事業と同様、地熱開発のためには、掘削に関しては温泉法、立地に関しては自然公園法や森林法等、熱水の処理については水質汚濁防止法の排水基準等様々な法律・基準の規制を受ける。また地熱発電事業は電気事業であるため、当然電気事業法の規制下にある。

環境アセスメントについても現状は 10,000kW 未満は法制アセスメントが不要であるが、自治体の判断に任せられている 7,500kW 以上 (~10,000kW 未満) については実質的に環境アセスメントが必要な場合が多い。

(2) 周辺自然環境との調和⁽¹⁾

豊富な地熱資源が賦存する地域は火山地域であることが多く、一般に風光明媚なところが多いため、自然公園地域内であったり、また大きな温泉観光地域の近傍であったりする。このことから、地熱発電所の立地上、自然環境との調和のために十分な対策が必要となる。また、日本国内では過去に地熱発電所が周辺温泉に影響を与えたという(科学的根拠に基づく)客観的事実はないものの、熱水還元をしていない海外の地熱発電所では地盤沈下の発生や自然噴気の消滅といった影響事例があるのも事実である。従って、地熱開発の立場からは、今後もこれまでと同様、温泉への影響がない様に細心の注意を払い、地熱開発事業と温泉事業の共存共栄および地下の地熱資源の適正管理・利用を図ってゆく必要があると考えられる。

3. 4 水力発電

一次エネルギーの大部分を輸入に依存している我が国の脆弱なエネルギー構造の是正と国際的に対応が迫られている地球温暖化対策の一つとして、純国産エネルギーである未開発水力の早期開発が期待されている。しかし、第五次発電水力調査によれば未開発包蔵水力は小規模で経済性の良い地点ばかりでないことが判明した。今後の水力開発を促進するためには発電原価の低減に資する各種施策の開発・普及が必須かつ急務であったことから、経済産業省（当時は通商産業省）では、水力発電所建設コスト低減のための技術開発として、「中小水力標準化モデルプラント設計調査」を1981年から2001年の21年間にわたり実施してきた。その取り組み項目は表3. 4-1に示すとおりである。

表3. 4-1 中小水力標準化モデルプラント設計調査項目一覧表

調査項目	調査期間	実証試験		
		発電所名	最大出力 (kW)	事業主体
一体型水車発電機の開発	1981～ 1983	天狗岩	540	群馬県企業局
中高落差用新型軽負荷ランナの開発	1981～ 1984	奈良田第二	2,500	山梨県企業局
水圧鉄管代替製品FRPM管の技術開発	1984～ 1989	新内川第二	3,000	金沢市企業局
余水路省略等土木設備の合理化	1984～ 1990	新内川第二 大鹿	3,000 10,000	金沢市企業局 長野県企業局
発電所の無人管理化	1984～ 1987			
NATM・吹付コンクリートによるトンネル施工の合理化	1985～ 1986			
TBM工法によるトンネル施工の合理化	1985～ 2001	駒込 新内川第二 新大長谷第一	4,000 3,000 7,500	東星興業(株) 金沢市企業局 富山県企業局
ゴム引布製起伏堰の利用技術の確立	1985～ 1995	黒谷	19,600	電源開発(株)
低落差水力発電所ダム基礎処理の合理化	1986～ 1990	只見	65,000	電源開発(株)
地下構造物の建設に関する技術開発	1987～ 1991			
超低落差水力発電設備に関する技術開発	1989～ 1993			
一体型水力発電システムに関する技術開発	1990～ 1996	加地	1,100	島根県企業局
地下深部岩盤圧力管路に関する技術開発	1991～ 1997			
水力発電効率向上に関する技術開発	1992～ 1998			
水圧管路等自動システム施工に関する技術開発	1992～ 2001	柏台	2,600	岩手県企業局
超小断面トンネル掘削に関する技術開発	1992～ 1999			
分散型小水力発電モデルプラントの開発	1996～ 2001			
海外資機材の調達・導入技術の確立	1998～ 2000			

以上の中小水力の技術開発等については、2001年度に総括版⁽¹⁾としてまとめられたものや中小水力発電ガイドブック⁽²⁾に要約されている。

最近の新設水力開発の特徴は、2.5.6で述べたように発電事業単独の場合、開発の奥地化・小規模化により経済的に有利な地点が減少してきていることから、既設水力の再開発を除けば殆どが未利用落差発電（既設ダム維持流量放流設備利用、農業用水落差工利用、上下水道減勢工・減圧部利用、砂防ダム利用など）が中心となっており、出力規模についても1,000kW以下が殆どである。したがって本報告書では、今後も開発の主流になるであろうミニ水力、マイクロ水力等の小規模水力を中心に記述することとする。

3.4.1 経済性

一般的に水力発電は、建設コストは高いが運転コストは安く、長期にわたり安定して運転できるという特性を有している。経済性を優位にする条件としては次のようなことがあげられる。

- ・長期間の安定した運転の確保
- ・建設コストの低減
- ・運転コストの低減

以下にそれぞれについての具体的な事項を述べる。

(1) 長期間の安定した運転の確保

水力発電は流れ落ちる水の力で電気を起こすことから、計画策定にあたっては落差と流量が重要な要素となる。

特に小規模水力の場合はスケールメリットが乏しいため、発電された電気の供給先や消費形態によって経済性が左右される。そのため、事業化を進めるにあたっては綿密な需要調査を実施しておいた方が望ましい。

落差は測量により容易に得られるが、流量は場合によっては長期間の流量調査を実施する必要があるため、事業計画策定にあたっては十分注意しなければならない。小規模水力の場合は、既に流量（流況）が長期間にわたって把握されている地点（既設発電所水路、農業用水路、河川維持流量、上下水道管路等）を対象とした方が当然経済性に優れている。図3.4-1はダムの利用水深による落差変動の影響があるものの、安定した流量が得られる既設利水ダムからの河川維持流量の放流水及び放流設備を有効利用した発電所の開発事例を示す。

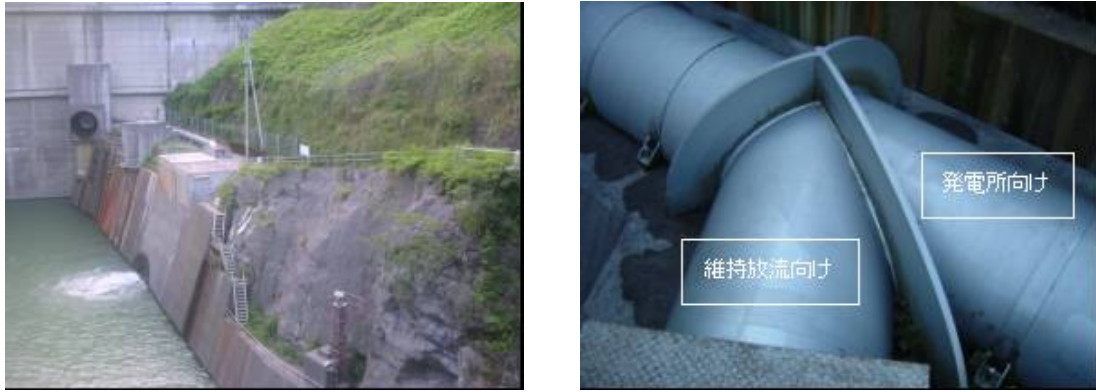


図3. 4-1 河川維持流量発電事例（東京電力㈱稲核発電所）

自然河川からの取水を考える場合、当該地点での流量調査を短期間実施し近傍測水所やダム流入量等と相関をとる場合もあるが、近傍であっても流域内の地形・地質等により、年間流況や長期間流況が異なる場合もあるので検討にあたっては十分注意する。また、長期間の安定取水のためには、河川の安定度（荒廃状況・伏流水等の変化等）も重要な要素となる。

（2）建設コストの低減

水力発電設備としては、主に取水設備・導水路・水槽（余水路）・水圧管路・発電所（水車・発電機）・放水路等がある。この設備で省略できるものは省略しシンプル化した方が建設コストは安くなる要素はあるが、それに伴って付加される設備や得られる電気の品質等を十分考慮して検討する必要がある。これらの設備は既設工作物を最大限有効利用した方が経済的であり、最近の開発事例でも工夫を凝らした既設工作物利用をしている地点が多い。

小規模水力の場合、土木工事よりも機器工事（水車・発電機）が経済性を左右するため、水車・発電機の選定を十分検討する必要がある。水力資源を最大限活用し、年間発生電力量を得るためには、その地点に応じた最適な水車型式の選定が重要であり、一般的に水車型式は地点特性の落差・流量及びその変動範囲と価格等を考慮して最適なものを選定する。このため、水車選定及び発電効率の算定にあたっては流況の良否とその精度が経済性に大きく影響する。また、発電機は系統連系や単独負荷への電力供給（自立運転）等の運転形態によって経済性は異なるため、運転形態を十分検討する必要がある。なお、水車・発電機の仕様、系統連系や逆潮流有無などの運転条件によって、制御・保護装置構成も変わるのでこれも忘れてはならない要素である。

（3）運転コストの低減

運転コストに影響する要因としては、固定資産税・利子・人件費・修繕費・管理費等である。運転・保守のコスト低減として、今後開発の中心となるであろう小規模水力は、安全面において他に影響することが少なく、停止による電力供給面での信頼度の低下が系統に与える影響は少ないと考えられるので、これらに対

としては、メンテナンスフリー設備の設置検討、監視方式の合理化や点検の合理化などが重要な要素となる。

3. 4. 2 技術的課題

最近開発された小規模の水力発電所のコストダウン事例等から見て、水力発電の技術的課題を設備別に整理すると次のようである⁽³⁾。

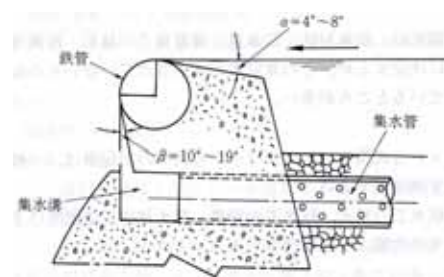
(1) 取水設備

取水設備のコストダウン事例としては、既設ダムを有効に利用した事例や農業取水堰や砂防ダム等を発電用取水ダムとして兼用利用した事例がある。また、除塵や排砂作業がメンテナンスフリーとなるような取水方式の採用や無動力除塵機や小型除塵機等の開発も進められている(図3. 4-2参照)。

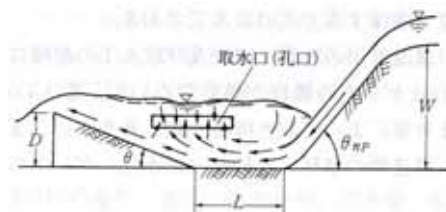
一方、農業用水路の落差工での開発を目指した簡易パッケージ型の発電設備の開発も進められている(図3. 4-3参照)。



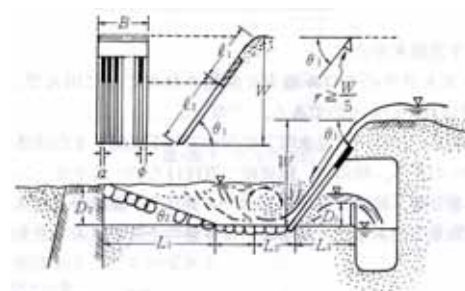
(a) 浸透取水方式(フトン籠)



(b) 越流水付着取水方式



(c) 水クッション方式



(d) バックスクリーン方式

図3. 4-2 取水設備の工夫事例



図3. 4-3 農業用水路落差工利用発電所の実証試験例

取水設備に要求されるものは最大取水量を安定して取水できることであり、そのために配慮する事項としては次のようなものがある。

- 1) 土砂や塵芥などへの対応
- 2) 保守のし易さ（流入土砂、塵芥を容易に排除できる構造）
- 3) 管理の状況（保守点検人員、遠隔地かどうかなど）

これらに対して大流量から小流量に対して全てを満足するようなタイプの設備は今のところなく、それぞれの地点特性を考慮して最適な取水設備を選定しているのが現状である。

(2) 水路・水圧管路

「小流量・低落差」を対象とする小規模水力においては、水道や農業、下水道などで利用されている安価で施工性の良い一般市販管の採用により、コスト削減の可能性がある。小規模水力で採用の可能性がある一般市販管としては次のようなものがあげられ、その採用事例を図3. 4-4に示す。

- 1) 硬質塩化ビニール管（塩ビ管）
- 2) ポリエチレン管（ポリ管）
- 3) 耐圧ポリエチレンリブ管（ポリリブ管）



(a) 塩ビ管（HIVP）の採用



(b) 高密度ポリエチレン管の採用

図3. 4-4 市販汎用品採用事例

しかし、これらについては「発電用水力設備の技術基準」に規定されていないため、その採用にあたってはメーカー基準や協会基準を参考の上その適合性を検討し、埋設設置等の配慮が必要である。

(3) 水車・発電機

ミニ水力やマイクロ水力用に開発された水車（横軸フランシス水車、横軸固定羽根プロペラ水車、ポンプ逆転水車、水中タービン、投げ込み水車、クロスフロー水車、ターゴインパルス水車、ペルトン水車、マイクロチューブラ水車SS型、直交軸流型水車、簡易型クロスフロー水車）の水車選定図を図3.4-5に示す。

水車・発電機はメーカーラインナップされたものから、仕様諸元を満足する型式のものを選定した方が経済的であるが、当該地点向けに設計された製品に比べ、性能面でやや劣ることがある。また、需要がまだ少ないためその量産化によるコスト利点を有効に活かせるものが限定される。

さらに、流量・落差の変動が大きい（変流量・変落差）地点では、設備利用率向上のため可動羽根化や可変速化が考えられるが、価格はその分増となる。この他の変流量・変落差対応としては、

〔変流量対応〕 並列運転方式（複数台による運転・停止切替）、両掛水車、多射ペルトン水車やガイドベーン分割クロスフロー水車の適用など

〔変落差対応〕 直列運転方式（複数台による運転・停止制御）の適用などがある。

変落差対応としての直列運転方式では、低落差域での停止水車は損失として働くため、その経済性は変落差の大小や低落差となる期間の長さ等の地点特性により左右される。

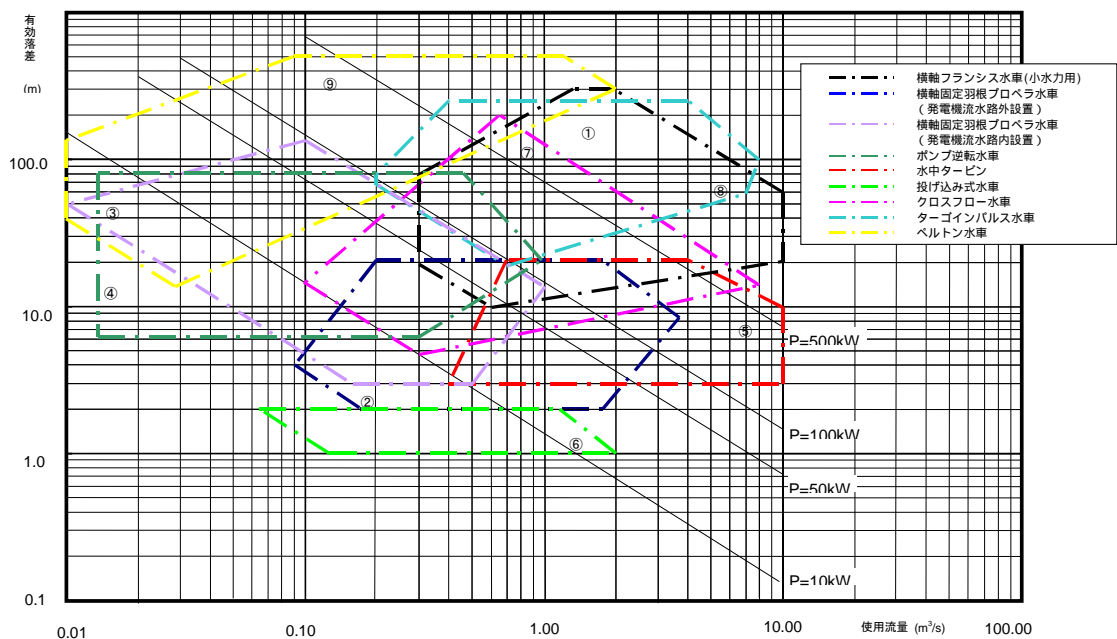
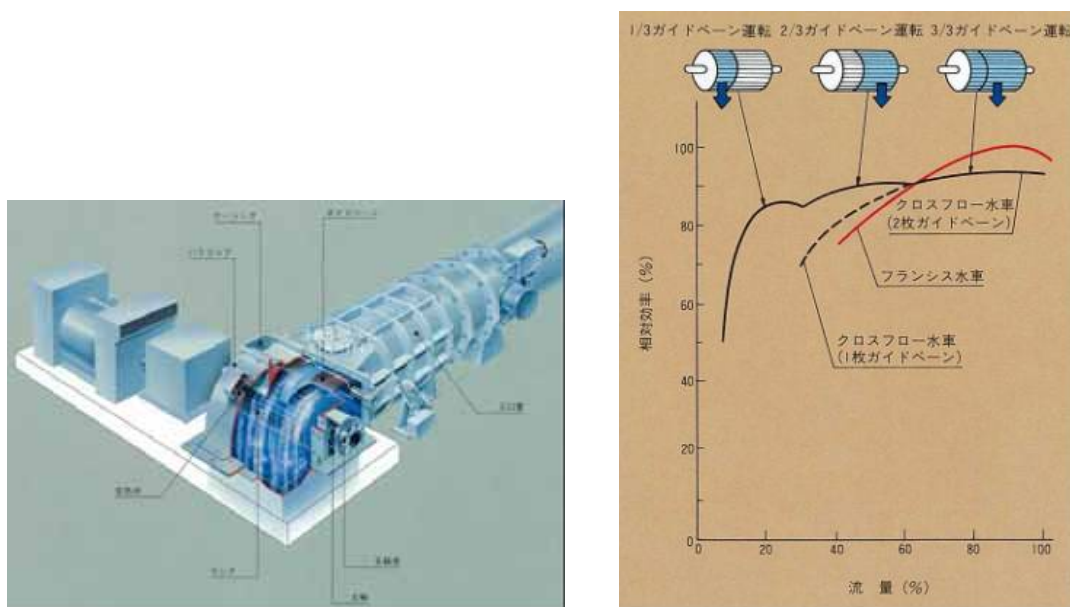


図3.4-5 水車型式選定図

変流量対応として、分割ガイドベーン式クロスフロー水車が開発されている。図3. 4-6に分割ガイドベーン式クロスフロー水車の構造図と相対効率特性を示す。同一の水理条件で設置するフランシス水車（赤線）と比べて、大流量域の最高効率は低いものの、部分負荷域では高い効率を得ることができる水車である。

小規模水力の場合、こうした水車・発電機の選定が経済性を左右する 경우가多く、水理特性、地点特性に応じた最適な水車型式を選ぶことが重要である。



(a) 水車構造図 (b) 相対効率特性

図3. 4-6 分割ガイドベーン式クロスフロー水車

3. 4. 3 環境問題他

水力発電は、二酸化炭素や硫黄酸化物を排出しない、クリーンな再生可能エネルギーであり、今後の再生可能エネルギー政策の中核に位置づけられるべきエネルギーである。しかし、このようにクリーンなイメージのある水力発電所でも、開発に伴う森林伐採や河川の一部に減水区間が生じる等、周辺環境への影響が懸念される場合があり、流域住民等の大きな関心事となっている。水力開発を推進していく上で、周辺環境への影響を緩和し、回復することでこれらの懸念を払拭することが重要であり、これまでの水力開発の歴史の中でも様々な環境への影響緩和・回復策に取り組んできている。(4)

この中で、小規模水力発電所に係る環境への影響については、取水口から放水口間の河川区間の流量が減少する「減水区間」の問題、ダム式またはダム水路式発電所における堆砂、流木、水質変化等の「貯水池」の問題、発電所の設置による「景観や周辺環境の変化」等の問題が挙げられている。なお、「貯水池」問題については、出力数千kW程度以下の小規模水力発電を対象にした場合、年間や季節単位に流量を調整する貯水池を設けることは、経済性の観点から不可能であり、せいぜい日単位の流量の調整ができる調整池を設ける程度であることを考えれば、堆砂、流

木、富栄養化、冷水などで環境に大きな影響を与えるようなことは少なく、落ち葉や塵芥の清掃など日常のメンテナンスの問題として捉えられることが多いと思われる。そこで本項では、ミニ水力、マイクロ水力等の小規模水力の開発において生じる可能性のある「減水区間」と「景観や周辺環境の変化」の問題とその保全・回復対策事例を記述する。

(1) 減水区間とその対策

a. 減水区間の河川環境

水力発電所は、河川をダム（または堰）で堰き止め、その水を利用し発電放流するため、ダム（または堰）の下流の減水区間では河川流量が従前よりも減少する状態にある。水量の減少によっては下流で瀬切れ区間が生じ、魚類の遡上阻害や、水温の変動による生息生物の変化等、生態系への悪影響が考えられる。また、水質の悪化や景観上の問題も指摘されている。

b. 河川維持流量の確保

河川水量の減少による河川環境の保全・回復対策として実施されているのが河川維持流量の確保である（1988年に義務付け）。その流量については、河川の状況、水質、生態等への影響を勘案して決定することとなっている。河川に水が流れるようになり、景観の多様化、水生生物の復元・回帰、親水空間の回復・拡大に繋がっている。

小規模水力の場合、維持放流が義務付けられる条件に該当しないケースが多いと考えられるが、もともと河川流量があまり多くない個所も多いと考えられ、そのような個所で河川流量の全量または大部分を取水することは、昨今の河川環境に対する意識の高まりの中、十分な配慮が必要と考えられる。実際 1000 kW以下のミニ水力においても契約により河川維持流量を放流している事例（北陸電力榑持越発電所（最大出力 860 kW、最大使用水量 5.29m³/s）など）がある。

最近の開発事例では、河川維持流量そのものを利用した発電、既設導水路や用水路の未利用落差発電や河川に関係しない上下水道の未利用落差発電等減水区間の影響がないものも多くなっている。

(2) 景観や周辺環境の変化とその対策

a. 景観の変化

水力発電施設は、河川に接して構築される事が多く、河川景観の変化を伴うことも多い。河川景観は地域と密接に関係するものであり地域の関心も高いので、水力発電施設を河川景観を彩る一つの要素として地域との調和を図り、自然環境に溶け込ませる工夫が必要である。

景観へ配慮した事例として、色彩の調和（ゲート、水圧鉄管等の塗装色、発電所外壁色）、形状の調和（線形、擬木・擬岩等）、発電所建屋の調和（山小屋風、切妻屋根、瓦屋根、半円筒形屋根、レンガ造り風、洋風、古城風など）等⁽⁴⁾⁽⁵⁾がある。

b. 周辺環境の変化

水力開発にあたり、コンパクトな設備や構築工法を工夫することにより、開発面積を極力小さくし、森林の伐採面積を減らし野生動物等への影響を少なくし、周辺環境との調和に十分留意する必要がある。

また、ダム、水槽余水路、発電所等で民家が近接する場合には、流れ落ちる水の音や振動、飛沫等による騒音・振動等の問題、水車・発電機の回転に伴う暗騒音・振動問題、放流警報装置等の騒音問題等があり、防音、遮音、振動対策等を実施し環境保全に配慮する必要がある。

c. その他

河川に堰などを設置することで、河川が遮断され、回遊性の魚類の移動を阻害することとなり、産卵場所や成育場所へ到達することが出来なくなる。そこで、魚類や底生生物の自由な移動を確保するために、従来より魚道の設置がされてきた。魚道は対象とする魚類により種々の形態が考えられておりその効果を含めて研究⁽⁶⁾⁽⁷⁾改良が行なわれている。

また発電のため河川水を取水する際に、同時に魚類も取水口から取り込み、水路内でそのまま生息したり、導水路等を通り抜け水車まで入り込み魚が傷つく等の問題が発生する。その対策として、ネット、スクリーンの設置といった直接的な方法と、魚が嫌う光、音、気泡、色、微弱電流、磁力などを発する装置を設置する方法等があり、従来から様々な迷入防止対策⁽⁸⁾が試されている。

3. 5 バイオマス発電

3. 5. 1 経済性

(1) 木質バイオマス⁽⁵⁾

能代森林資源利用協同組合では、スギ樹皮、製材工場の廃材等を粉砕加工し、ボード原料としての再資源化を行うとともに、発電タービンを備えた木屑焚きボイラーでエネルギー化を行い、電気・蒸気を供給する事業を行っている（表2.6-2、図2.6-1参照）。

a. 建設コスト

施設建設費は、約14.6億円（財源は、管理棟・発電施設の50%国庫補助、10%は県、1億円は能代市補助で、残りの財源は自己負担）である。表3.5-1に負担区分を示す。

表3.5-1 事業費の負担区分 (単位：千円)

施設区分	国費	県費	市町村費	自己負担	計	備考
木質バイオマス発電施設	631,260	126,252	87,485	417,523	1,262,520	2001
木質燃料製造施設	90,300	18,060	12,515	59,725	180,600	2001
管理棟	8,494	—	—	8,495	16,989	2002
合計	730,054	144,312	100,000	485,743	1,460,109	

b. ランニングコスト

1) 収入

事業収入は組合運営費11%、電力販売56%、蒸気販売32%、ボード原料販売1%を想定している。

電力、蒸気、ボード原料の生産量、販売量及び価格の計画を以下に示す。

生産量：電力3,000 kW、蒸気24 t/h、ボード原料1,200 t/年

販売量：電力2,350 kWh、蒸気20 t/h、ボード原料1,200 t/年

価格：電力7.5 円/kWh、蒸気500 円/th、ボード原料1,000 円/t

2) 支出

支出は人件費26%、保守点検費28%、燃料購入費8%、一般管理費13%、減価償却費16%、支払利息9%で年間約1.7億円を想定している。

秋田県の製材量は減少基調にあり、排出される樹皮・製材端材も減少していくことが予想される。このため、原料となるスギ樹皮・製材端材等の集荷体制の確立が最重要課題である。また、余剰蒸気の利活用、樹皮ボードの利用推進という課題もある。

このため、流域林業活性化協議会の部会に、スギ樹皮・製材端材等集荷体

制確立検討会を設置し、ゼロエミッション型木材産業の推進に向けた取り組みを行うこととしている。協同組合においても、松くい虫被害材、公共事業等で発生する伐根等の受入を組合員と同等の処理費で受け入れるなど、新たな木質資源の利活用について検討を進めている。また、RPS 法に基づく設備の認定についても検討を行い、経営の安定を目指すこととしている。

現況においては、運搬コスト等の問題から不可能ではあるものの、将来的には未利用間伐材の利用も含めたゼロエミッション化の検討を進め、環境の保全に留意した森林・木質資源の循環利用を進めていく必要がある。

(2) 下水汚泥バイオマス⁽³⁾

江別市水道部では、下水道施設における資源・エネルギーの有効利用を図るため、江別浄化センターに 2000 年度消化ガスコージェネレーション設備を導入し、2001 年 4 月から供用を開始している。この消化ガスコージェネレーション設備は、今まで未利用であった余剰ガスを使用してガスエンジンを運転し、電力と熱を発生させ、場内使用電力の一部を賄う自家発電化と消化槽加温及び場内暖房機器への更なる熱の有効利用を図るものである。設備の概要を表 3. 5-2 に示す。

表 3. 5-2 設備の概要

主要設備	概 要
ガスエンジン	形式：4 サイクル、オットーエンジン 定格出力：270kW (361ps)
発電機	形式：ブラシレス三相交流発電機 定格出力：250kW 電圧：6,600V 電流：27.3A
排ガスボイラー	形式：貫流式 入口温度：排ガス 529℃、給水 60℃ 出口温度：排ガス 210℃ 流量：1,692kg/h 蒸気圧力：0.78Mpa 蒸気発生器：195kg/h
熱交換器	入口温度：一次（高温）水 84℃ 二次（低温）水 20℃ 出口温度：一次（高温）水 74℃ 二次（低温）水 77℃ 流量：一次（高温）水 14.5 m ³ /h 二次（低温）水 2.45 m ³ /h 交換熱量：168kW (145Mcal/h)

図 3. 5-1 にガスエンジン設備、図 3. 5-2 にコージェネレーション設備導入後のエネルギーバランスの計画を示す。従来は発生する消化ガス 3,750 m³/日のうち、消化槽加温用に 2,058m³/日を利用してはいたが、残りの 1,692 m³/日は余剰ガスとして燃焼処理していた。コージェネレーション設備の導入により、余剰ガスのエネルギーのうち、2,820kWh/日を電力として回収し、江別浄化センター内の約 19%を自家で供給することが可能となる。余剰ガスのエネルギー回収率は、電力と熱を合わせて 67%を想定している。



図3. 5-1 消化ガス用ガスエンジン設備

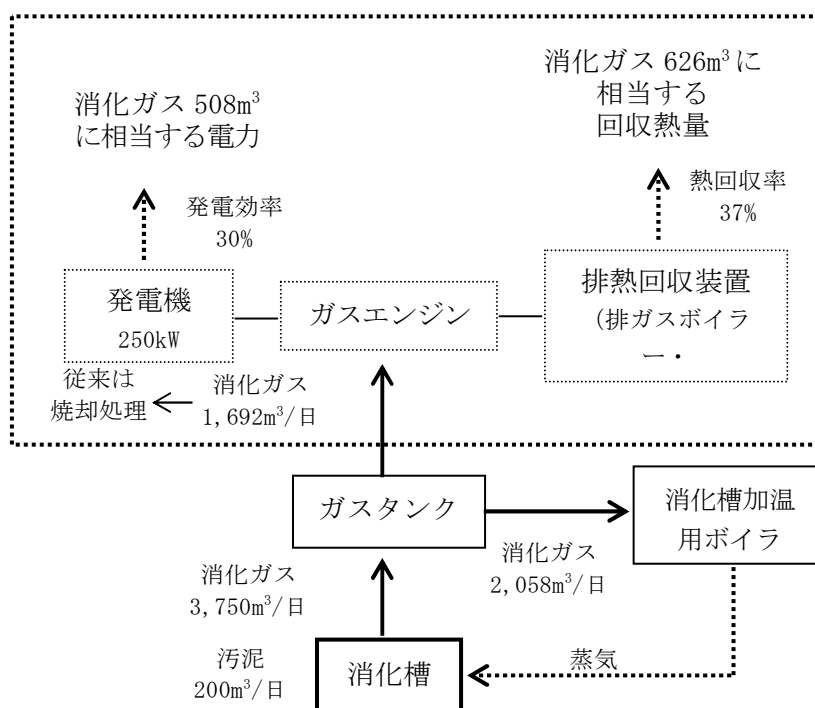


図3. 5-2 設備導入後のエネルギーバランスの計画

a. 建設コスト

消化ガスコージェネレーション設備の設置工事は2000年7月から2001年2月にかけて施工され、事業費は約71,000千円である。

b. ランニングコスト

2005年度の状況をみると、年間の節減費用は約6,340千円であり、余剰ガスを有効に活用しているといえる。

1) 買電価格換算料

浄化センター使用電力量：6,230,756kWh/年

(内、買電力量：4,714,896kWh/年)

消化ガスコージェネレーション発電量：1,515,860kWh/年

よって、浄化センター使用電力量の約 28%を賄っており、年間の消化ガス
コージェネレーション稼働時間は、日平均で 19 時間となっている。

電力料金に換算すると以下の節減が図られたことになる。

$$1,575,860\text{kWh/年} \times 7.81 \text{ 円/kWh} \times 1.05 = \text{約 } 12,430 \text{ 千円/年}$$

2) 維持管理費

消化ガスコージェネレーション設備に係る年間の維持管理費は、点検整備
等で約 6,090 千円となっている。

3) 節減効果

買電価格換算料から維持管理費を差引いた節減費用は 6,340 千円、自家
発電率 24.3%、コージェネレーション稼働運転時間 17.8 時間/日となっ
ており、計画値を越えた良好な運転がなされている。

(3) 食品・農畜産バイオマス^{(1)、(6)}

(独)北海道開発土木研究所は別海と湧別の試験施設において、家畜糞尿を活用
したバイオガスプラントの実証試験「積雪寒冷地における環境・資源循環プロジ
ェクト」を実施している(表 2. 6-4、図 2. 6-2 参照)

a. 建設コスト

プラント建設のイニシャルコストは試験施設であるため、本施設と試験実験等
の施設も含め約 12 億円弱で、その内 3 億円が本施設以外の費用となっている。

b. ランニングコスト

1) 収入

表 3. 5-3 に収入の推定を示す。

表 3. 5-3 収入の推定

名 称	項 目	金 額
助成金	将来なしと仮定	0 千円
売電 (予想)	(平均 7 円/kWh で試算)	2,000~2,500 千円
副資材処理費 (見込)	廃乳、廃バター、廃脱脂	10,000~
	サケマス残滓、生活残滓他	16,000 千円
その他	温室ハウス栽培品販売	500 千円位
農家負担	1,000 頭×15,000 円/年・頭	15,000 千円
計		27,500~34,000 千円

2) 支出

表3. 5-4に支出の推定を示す。

表3. 5-4 支出の推定

名 称	項 目	金 額
プラント 機械、経費 (概算)	光熱水、通信、維持補助 発電機、ポンプ機器積立	18,000 千円
リース 機械費	ホイールローダー、 スキットローダー	2,500 千円
人件費 (1名)	(プラント運転のみ)	3,000 千円
搬入搬出 (散布は農家)	コンテナ、 バキューム車使用、1名	10,000 千円
計		33,500 千円

現在は、家畜糞尿以外の副資材の受入が充分でなく、そのため収支バランスが非常に悪く助成金に頼っている状況である。支出を抑制することの他、効率の良い具体的な副資材の受入による収入増が急務となっている。

ヨーロッパでは、補助が少ないながらも初期投資及び維持管理を含めて数年間で収支は黒字になるといわれている。我が国においても、地域における有機性廃棄物リサイクルの有効利用、国の政策・法律の規制緩和を含めたRPS法の優遇策等が必要と考えられる。

3. 5. 2 技術的課題

(1) 木質バイオマス⁽²⁾

木質バイオマスの直接燃焼システムは、他と比較して確立された技術が多いことが特徴として挙げられ、ストーカ燃焼によるものは既に実用例が多くある。直接燃焼システムにおける電力変換技術としては、燃焼によるもののため蒸気タービン発電が主流となる。蒸気タービン発電は技術的に確立されたものであるが、特に小規模では今後の大幅な効率向上は難しいものと考えられる。一方、直接燃焼システムでも大規模な石炭火力混焼システムは他と比較して高効率のエネルギー変換が可能であるため、今後の技術確立とともに木質バイオマスの混焼率の向上が望まれている。

次に、木質バイオマスのガス化システムについては、流動ガス化、噴流ガス化など種々のガス化技術の開発が盛んに行われている。それぞれのガス化技術に特徴があり現時点で優劣を付けることは難しいが、いずれも現状は実証実験の段階にあり、2010年頃の商用化を目指している。ガス化システムにおける電力変換としては、ガスエンジン発電、ガスタービン発電等の選択肢が多く、また長期的には燃料電池発電の適用に大きな期待が寄せられているが、直接燃焼システムと比べると小規模でも高効率での適用可能性が高い。

なお、素材として提供される木質バイオマスには、間伐材等の林地残材、製材

工場のおが屑、建築廃材など発生場所や発生形態の違いが大きい。林地残材では効率的で経済的な収集システムの確立が課題になっている。

(2) 下水汚泥バイオマス⁽²⁾

高い含水率を有する下水汚泥に対する変換システムとしては、先ず低温下で変換が可能なメタン発酵が挙げられる。メタン発酵技術そのものは商用化もしくは実証試験段階であり、またガス化と比較し低温（最大 60℃程度）システムであるため、排熱を利用した高効率なシステムを構成することも可能である。しかし、低温システムであるが故の処理速度の遅さが課題となっており、メタン発酵の更なる高速化・高効率化を目指して前処理の可溶化技術に関し、中高温（35～55℃）発酵他の研究開発が盛んに行われている。一方、加熱エネルギーの削減を目論み、あえて低温発酵（<35℃）でのトータル効率向上を目指す方向性も見受けられる。また、メタン発酵の残渣となる消化汚泥の処理が問題になっているが、その解決のための技術開発も盛んに行われている。更には、燃料電池への適用を見据えてメタンガス改質なども課題として挙げられる。

次に、下水汚泥のガス化システムは、その技術レベルが現状で既に実証試験段階のものが多く、商用化に期待の持てる技術である。その変換特性から高温下（700～1,000℃）の雰囲気が必要であるが、高含水という下水汚泥の最大の特質から下水汚泥の乾燥（濃縮）の高効率化が課題として挙げられる。これに対しては排熱回収等による効率向上が第一に挙げられ、発酵ガス中の水蒸気潜熱を回収して補助熱源に利用するプロセス等、様々な解決案の開発が進められている。また、含水による加温ロスが少なく済む脱水汚泥（含水率 75～80%）への適用が望まれている。

(3) 食品・農畜産バイオマス⁽²⁾

食品廃棄物・農産廃棄物系のバイオマスに適用する主なシステムはメタン発酵である。食品・農産バイオマスの含水率は下水汚泥に比べて低いものの、特に形状に塊状のものが多く食品廃棄物に対してメタン発酵の効率向上のために前処理として破碎及び可溶化の技術開発が進められている。食品廃棄物のメタン発酵では、微生物の固定化や膜分離により発酵槽を小型化し、効率化を図る開発が進められている。水処理やガス利用を含めて小型化・ユニット化が進めば、複合ビル等への適応が可能になる。さらに、従来の湿式メタン発酵に加え、含水率が80%程度と比較的低い状態でメタン発酵を進める、乾式メタン発酵が注目されている。乾式メタン発酵では発酵液がほとんど出ないため、発酵液の処理が必要ないという利点がある。また、メタン発酵の初期段階で有機酸と水素生成を独立した発酵槽で行う水素・メタン発酵は、エネルギー回収率が向上する技術として期待される。

一方、食品加工工場から排出される食品廃棄物を対象としてガス化システムの適用例がある。対象としてはコーヒー滓、果汁抽出滓などがあるが、比較的大規模に収集可能であることからガス化改質技術を適用した開発の可能性が見出せ

る。

畜産廃棄物は、衛生上の観点から複数の畜産農家からの収集を前提とした大規模処理技術から、今後は個々の畜産農家ごとに設置可能な小規模システムを指向した技術開発が主となることが予想される。畜産廃棄物のエネルギー変換技術については、食品・農産バイオマスと同様メタン発酵システムが主な技術であり、既の実証試験段階のものが多い。課題としては発酵残渣の消化液の処理が挙げられる。畜産廃棄物処理は、民間ベースで行われることが多く、処理の経済性が高く要求される。そのため、技術的にはシンプルな構成で研究開発を進める必要がある。また、下水汚泥や食品廃棄物に比べ、その発酵残渣は最も農地還元に向いており、原料の特性を生かした技術開発が望まれる。

(4) 要素技術^②

a. 前処理・後処理技術

木質バイオマスの石炭火力混焼システムでは、前処理としての木質の微粉碎技術が重要な技術課題となっており、繊維質を多く含む破砕しにくい木質の微粉碎処理の性能向上及びその動力低減に今後の進展が望まれている。

下水汚泥は、活性汚泥法と呼ばれる生物処理において大量に発生する余剰汚泥を多く含んでいるので、微生物の塊とも言える。メタン発酵は、可溶化した分解性の容易な成分についてはビール工場の例など、半日でガス化処理できる反応速度を持つが、固形分の分解が遅いという技術課題を抱えている。特に、微生物バイオマスの分解速度・分解率は共に低く、それを補うために前処理法の研究開発が進められている。下水汚泥のメタン発酵の前処理としては、水熱可溶化はノルウェーで実用化されており、実用化に一番近い技術と思われる。ただ、水熱可溶化では発酵分解に不適な物質の生成があり、比較的大規模な水処理施設が必要になるため、微生物可溶化やオゾン法などの研究開発の進展が期待される。

食品廃棄物のメタン発酵では、異物の除去、破砕、発酵残渣の再利用、バイオガス利用など各要素技術それぞれの技術レベルの向上が望まれる。

b. 転換要素技術

木質バイオマスのガス化技術に共通する課題として性能、信頼性の向上はもとより、長期的にはより高効率な発電が期待できる燃料電池への適用を念頭においたガス化ガスの改質触媒の高性能化、ガス精製技術の向上などが挙げられている。さらに、木質バイオマスは、糖化後発酵によるエタノールへの変換や、高温ガス化後触媒反応によりエタノールやDME（ジメチルエーテル）に変換することができる。地球温暖化対策としてガソリンにエタノールを混合するE-3（エタノール3%）などが検討されているが、再生可能なエタノール生産技術としては、エタノール発酵が最も有望である。糖やデンプンを含む作物からのエタノール生産は、ブラジルや米国で実用化されているが、資源量の多い木質系バイオマスからのエタノール生産技術は、中期的には必須の技術と考えられる。発酵法については、効率の良い糖化プロセスとエタノール分離技術の研究開発が重要である。

糖化プロセスとしては、従来の硫酸法に加え、超臨界・亜臨界水処理や酵素法の研究が行われており、今後の研究の進展が期待される。

下水汚泥の水熱ガス化技術は含水率の高い下水汚泥に対しても原料乾燥の必要がない点でトータルシステムでの高効率も可能となる技術であり、未だ基礎試験の段階ではあるが将来的に期待されている。水熱ガス化システムは、比較的低温（500～600℃）雰囲気での処理技術であり、主な課題としては触媒の開発に加え、反応温度等の操作条件の最適化、及び機器の低コスト化が挙げられる。

3. 5. 3 環境問題

(1) 木質バイオマス⁽²⁾

木質バイオマス素材のうち建築廃材では、毒性の砒素・銅・クロムなどを含んだ防腐剤、防蟻剤の除去、無毒化が課題になっている。これらの技術開発を進めていくことが必要である。

(2) 下水汚泥バイオマス⁽⁴⁾

下水汚泥の消化ガス中にはシャンプーやリンス等に含まれる有機珪素化合物（シロキサン類）が含まれている。この有機珪素化合物はエンジンの燃焼室内で酸素と反応し、ピストンやライナーに付着して機械的なダメージを与えたり、スパークプラグの電極に析出し電極を絶縁化させるといった、電氣的ダメージをも与える大変厄介な不純物であり、エンジンに導入する前に許容量まで除去する必要がある。通常この有機珪素化合物除去には活性炭フィルターが使用されるが、活性炭は多種多様であり、選択的に有機珪素化合物吸着除去できる性状が必要である。

(3) 食品・農畜産バイオマス⁽¹⁾

家畜糞尿を活用したバイオガスプラントでは糞尿の移送工程が多く、ポンプ、熱交換機、あるいは管路での閉塞を防止するため、スラリー状糞尿が原料とされる。北海道などでは厳寒期に零下 10℃以下になるため、糞尿の凍結対策が必要である。

食品工場などからの有機性廃棄物（バイオマス）の焼却処理や埋立処理が環境問題の点で困難なことから、バイオガスプラントでこれらの有機性廃棄物を副資材として利用することは、再生可能エネルギーや液肥（消化液）が得られることから有望な方法と考えられるが、有機性廃棄物は重金属などの有害物質を高濃度に含み、消化液の利用に支障を来すものや堅固な果物を含みプラントの機器に損傷を与えるものもあるので、有機性廃棄物を副資材として利用する場合には含有成分についても事前検討が不可欠である。

メタン発酵後の消化液は、生糞尿に比べて悪臭強度と粘性度が低減し、取扱いが容易になっていることも、この処理方式が増加している要因であるが、消化液では生糞尿スラリーに比べ全窒素に占めるアンモニア態窒素の割合が高いため、散布時のアンモニア揮散割合の高いことが懸念される。肥料成分の有効利用と環

境保全面から耕種管理の一環として、アンモニア揮散の少ない施用技術の確立が待たれる。

3. 6 廃棄物発電

3. 6. 1 廃棄物発電の経済性

(1) 現状での発電コスト⁽¹⁾

現状では、廃棄物処理コストと発電コストの明確な仕分けがなされていないため、厳密なコスト評価が困難であるが、試算によれば次のとおりである。

a. 設置コスト (kW単価)

廃棄物発電のコストは、事業形態 (都道府県、市町村、民間)、発電システム (従来型、RDF等の新しいシステム)、処理規模等によって異なるが、300トン/日以上以上の規模の場合、設置コストは9~25万円/kW程度である。

b. 運転コスト (kWh単価)

設置コストと同様に、事業形態、発電システム、処理規模等により異なるが、300トン/日以上以上の規模の場合、利用にかかるコストは9~11円/kWh程度である。

(2) コスト低減に向けた取り組み

a. 高効率化⁽²⁾

国は、高効率化を目指した技術開発を行ってきた。

NEDOでは、経済産業省の補助を受け、1991年度から高効率発電技術開発を実施してきた。

① ストーカ炉の高効率発電技術開発 (1991~1999年度)

従来ストーカ炉等を対象とし、ボイラー発生蒸気の高温・高圧化による高効率発電を実現するため、耐腐食性スーパーヒーター材料の開発、炉型や燃焼技術の改善による腐食環境低減等の要素研究を行った。

さらに、その要素開発技術を検証するため、1998年2月より2カ年間、パイロットプラントによる実証試験を実施し、その効果を確認した。

この結果、スーパーヒーター材料の開発により500℃×100気圧の蒸気条件による約1万3800時間の安定運転を実証できた。これは、大型炉ベースに計算シミュレーションすると発電端効率30%に相当する技術である。

② 廃棄物ガス化溶融高効率発電技術開発 (1998~2000年度)

廃棄物処理に伴う灰から発生する有害物質の溶出防止および灰の減容化をはかるために、灰溶融の実施が求められている背景を踏まえ、既存の廃棄物ガス化溶融発電技術の更なる発電効率の高効率化を実現するための開発を実施した。

開発テーマとしては「安定供給システムの開発」、「廃プラ吹き込み技術の開発」、「脱塩素化技術の開発」、「高温除塵システムの開発」、「セラミック式高温空気加熱器の開発」、「低温脱硝装置の開発」を取り上げ、ほぼ所要の成果を上げた。

現在、ガス化溶融炉は新型廃棄物処理システムとしてその導入促進が図られ、

すでに実用設備として各地に導入され、順調に操業されている。

③高効率廃棄物ガス変換発電技術の開発（2001～2003年度）

蒸気タービンの特性上、ゴミ処理量相当で200トン/日以下となるところで発電効率が急激に低下する。

そこで、200トン/日以下の比較的小規模の廃棄物処理施設でも十分な発電効率が得られる方法を検討した結果、ガス変換発電システムに着目した。

これは、ゴミを熱分解して可燃性ガスを生成し、さらに水素や一酸化炭素へと改質し、ガスエンジンなどで発電するとともに、高温で排出される改質ガスの熱を回収して、冷ガス効率を向上するシステムである。

さらにダイオキシン類の排出抑制およびガス改質と同時に自己熱で灰を溶融して、スラグやメタルとして再資源化を行うものである。

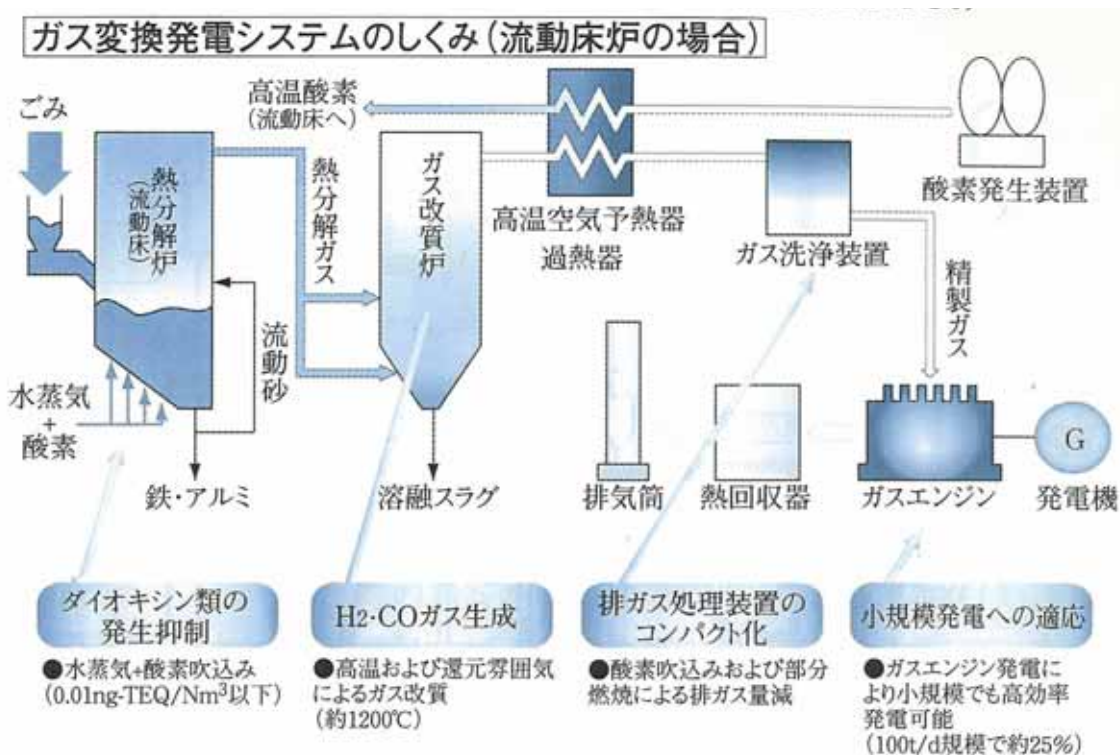


図3. 6-1 ガス変換発電システムの仕組み(流動床炉の場合)⁽²⁾

b. 助成制度の充実⁽¹⁾

廃棄物発電には数億円オーダーの設置費用がかかる。

このため、NEDOによる助成制度などが行われているが、今後廃棄物発電の普及のためには助成制度の更なる充実が期待される。

表 3. 6-1 NEDOによる助成制度⁽¹⁾

	地域新エネルギー 導入促進事業	新エネルギー事業者 支援対策事業	新エネルギー地域 対策活動支援事業
対象事業者	地方公共団体	民間企業等	民間団体
補助率	1/2以内 (または1/3以内)	1/3以内	1/2以内
規模要件 廃棄物発電 (※)	<ul style="list-style-type: none"> ・発電効率：15%以上 ・RDF発電は23%以上、ガスリパ リング型廃棄物発電は28%以上 ・廃棄物依存率：50%以上 		<ul style="list-style-type: none"> ・廃棄物依存率 50%以上
廃棄物 熱利用 (※)	<ul style="list-style-type: none"> 1. 廃棄物利用型製造設備 <ul style="list-style-type: none"> 廃棄物熱利用量 高炉の場合12.56GJ/h以上 セメントキルンの場合25.12MJ/t 以上 2. 熱供給設備 <ul style="list-style-type: none"> 廃棄物から得られ、利用される熱量 6.28GJ/h以上 		<ul style="list-style-type: none"> ・廃棄物依存率 50%以上 6.28GJ/h未満 ・廃棄物依存率 50%以上
廃棄物 燃料製造 (※)	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー回収率：50%以上 ・発熱量：固形化 12.56MJ/kg以上 液 化 33.49MJ/kg以上 ガス化 8.38MJ/Nm³以上 		

(※) バイオマス含む

3. 6. 2 廃棄物発電の技術的課題

(1) 安全対策

a. RDF 自然発火問題⁽³⁾

2003年8月に三重県RDF発電所の大型貯蔵サイロが爆発・炎上し、さらに大牟田など各地のRDF発電所の貯蔵サイロにおいても同様な発熱などの事故が頻発した。

発熱の原因はさまざまだが、最近の知見では、プラスチックや紙などの有機化合物は、わずかながら酸化するので、大量に保管した場合には、蓄熱して自然発火に至ることが実証されている。発熱のきっかけは発酵、油分酸化あるいは金属類の酸化などが考えられるが、最終的には酸化・蓄熱による自然発火の可能性が高いことが実証されている。

大牟田のケースでは、試験や熱解析シミュレーションを実施した結果、RDFには自然発火性があることがわかってきた。サイロの中にRDFを入れておくと、中で空気中の酸素と結びついて極微量だが熱を発生させ、それが長時間かけて蓄熱され、温度が230℃を超えると発火することがわかった。

b. RDF 自然発火対策⁽³⁾

消防庁、経産省、環境庁では、三重県の事故を契機に委員会を設け、03年12月に報告を取りまとめた。その提言に基づき、消防庁は04年7月にRDFを指定可燃物に指定した。

そして、火災予防条例でRDFを積む高さについて貯留期間が3日を超える場合は5mまでに制限した。

しかし、既存設備では、年間数回の点検時にRDFをサイロに貯蔵するので、経過措置としてRDFを積む高さが5mを超える期間は最小限の回数に止め、それぞれ概ね2カ月間以内であること、その期間においては適切な発熱・発火防止対策並びに発火時の適切な拡大防止対策が講じられていること、と定めてある。

主な発熱・発火防止対策としては、水分量の高いものはサイロにいれない（RDFは含水率12%以上で発酵）、適時サイロ内を清掃する、異常の監視を行うなどであるが、ポイントは酸素濃度を10%以下の希薄環境にすることによって自然発火を防ぐことと考えられている。

(2) 導入目標達成に向けての技術的課題

a. 小規模施設の有効利用⁽²⁾

200～600トン/日以上の中・大規模施設については、既に開発済みの高効率ストーカー発電および高効率ガス化熔融発電技術により対応が可能であり、導入普及が進められている。

一方、経済性の問題からほとんど発電が行われていなかった200トン/日以下の小規模施設（処理施設数の80%以上を占める）についても経済性の確保ができる技術の確立を目指して高効率化廃棄物ガス変換発電技術の開発および調査研究が進められている。

b. 産業廃棄物利用⁽²⁾

産業廃棄物に対する発電はまだまだ途上にあり、今後いかにこれに取り組み、導入目標に近づけていくかが課題である。

産業廃棄物処理施設のほとんどはこれまで民間主導であり、処理規模は一般廃棄物と比較して小さく、高効率化廃棄物ガス変換発電技術のような小規模施設に適した発電技術が有効と考える。

産業廃棄物からバイオマス分を除くと、エネルギー利用可能なものは廃プラスチックである。廃プラスチックは、一般廃棄物と産業廃棄物から回収されるが、その総排出量は1000万トン/年（一廃と産廃がほぼ半々）であり、そのうち未利用部分が約500万トン/年と大きく、この利用法が今後の大きな課題である。

c. リサイクル推進に伴うごみ量の減少⁽¹⁾

これまで、ごみの処理は原則として焼却処理されており、廃棄物処理施設の計画もその考えに基づいて策定されてきた。

しかしながら、平成12年には循環型社会形成推進基本法が制定されるなど、循環型社会への転換が進んでいる。循環型社会の基本は、「ごみを減らす、再利用する、エネルギーや資源として再利用する」ことであり、リサイクルが進むに従い焼却量は減少していく傾向にある。

したがって、今後はリサイクル推進に伴うごみ量の減少に伴い、廃棄物発電の

ための適正処理量の確保が困難になり、処理計画の見直し等が必要になる場合も考えられる。

3. 6. 3 廃棄物発電の環境問題

(1) ダイオキシン問題

ごみ焼却に伴う環境問題のなかで特に大きな社会的関心を持ったのが、ダイオキシンの問題である。

a. ダイオキシン問題

ダイオキシン問題の概要と国の対応状況は次のとおりである。

①ダイオキシン問題とは⁽⁴⁾

ダイオキシンとは、ポリ塩化ジベンゾパラジオキシン（PCDD）およびポリ塩化ジベンゾフラン（PCDF）のような有機塩素化合物を総称するものだが、猛毒で強い発ガン性、催奇形性などを持つ。

自然界では分解されにくく、排出されたダイオキシンは土壌、水、大気に残留して漂い、最終的には人が食物、大気、水から摂取することになる。

②国による対応状況⁽²⁾

ダイオキシン問題に対応するため、厚生省は1990年12月にダイオキシン削減のためのガイドライン（旧ガイドライン）を、1997年1月に新ガイドラインを示した。

さらに環境庁は1997年6月にすべての焼却炉からのダイオキシン類を大気汚染防止法の指定物質として法的規制を行うことを決定した。

また、1999年3月のダイオキシン対策関係閣僚会議においてダイオキシン対策推進基本方針が決定され、同年の国会において議員立法の形で「ダイオキシン類対策特別措置法」が提出され、2000年1月に施行、2002年末から本格的に適用された。

b. ダイオキシン対策⁽⁴⁾

廃棄物焼却の際には、ダイオキシン生成の原因となる物質（炭素、水素、酸素、塩素）が揃うことになるが、ダイオキシンの生成の防止策として次の三点が重要である。

①未燃成分を減少させる。

高い燃焼温度（最適温度は930℃以上だが、耐火材への配慮から850℃以上が好ましい）とするとともに、滞留時間を十分に確保する（850℃では2～3秒）。

②ばいじん量を低減させる。

③ダイオキシンの生成しやすい温度域（200～400℃）を短縮する。

参考文献

3. 1 風力発電

- (1) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会.
新エネルギー部会報告書～今後の新エネルギー対策のあり方について～.
総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会. 2001年. (オンライン)、
入手先 〈<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g10705bj.pdf>〉,
(参照 2005-04-27).
- (2) 新エネルギー産業ビジョン検討会. 新エネルギー産業ビジョン.
資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部. 2004年. (オンライン)、
入手先 〈<http://www.meti.go.jp/press/0005361/index.html>〉, (参照 2005-04-27).
- (3) 財団法人エネルギー総合工学研究所. 新エネルギーの展望 風力発電－再改訂版－.
財団法人エネルギー総合工学研究所. 2004年. (オンライン)、
入手先 〈<http://www.iae.or.jp/publish/pdf/2003-2.pdf>〉, (参照 2005-04-27).
- (4) 財団法人エネルギー総合工学研究所、財団法人電力中央研究所.
平成 15 年度 大型海上風力発電の成立性調査報告書.
財団法人エネルギー総合工学研究所、財団法人電力中央研究所. 2004年.
(オンライン)、入手先 〈<http://www.iae.or.jp/publish/pdf/2003-2.pdf>〉,
(参照 2005-04-27).
- (5) 経済産業省. エネルギー使用者に対する新エネルギー利用等に関する指針 (平成 15 年
1 月 15 日 経済産業省告示第 6 号). 経済産業省. 2003 年. (オンライン)、
入手先
〈http://www.kanto.meti.go.jp/seisaku/enetai/shinene_data/23jigyousyashien_18fy_riyoukeikaku_sisin.pdf〉, (参照 2005-04-27).

3. 2 太陽光発電

- (1) (独) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部. 「2030 年
に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030)」。2004 年 6 月. (オンライン), 入手先
- (2) <http://www.nedo.go.jp/informations/other/161005_1/161005_1.html>

3. 3 地熱発電

- (1) 中西繁隆、森山清治. 地熱発電の開発の意義と課題. 火力原子力発電No577、vol.55、
No10、2004、p. 89-91
- (2) 石戸経士. 地熱発電の将来技術. 火力原子力発電No577、VOL.55、No.10、2004、p.
101
- (3) 上田 晃. 地熱発電の将来技術. 火力原子力発電No577、VOL.55、No.10、2004、p.
110-115
- (4) 山田茂登、永野征児、福田正隆、斉藤象二郎. 地熱発電設備. 火力原子力発電No577、
VOL.55、No.10、2004、p. 47-50
- (5) 21 世紀に向けた発電技術懇談会地熱部会 中間報告 平成 8 年 1 1 月
- (6) 平成 11～13 年度 地熱開発促進調査開発可能性調査 (NEF 資料)

3. 4 水力発電

- (1). 経済産業省資源エネルギー庁、財団法人新エネルギー財団、中小水力標準化モデルプラント設計調査報告書 中小水力標準化モデルプラント設計調査総括（平成 13 年度）
- (2). 財団法人新エネルギー財団、中小水力発電ガイドブック（新訂 5 版）
- (3). 経済産業省資源エネルギー庁、財団法人新エネルギー財団、水力資源有効活用技術開発調査 小水力資源有効活用技術開発調査報告書 詳細調査・技術的検討及び実証試験要領作成（平成 16 年度）
- (4). 経済産業省資源エネルギー庁、社団法人電力土木技術協会、平成 16 年度水力発電所立地環境調査「水力発電所環境保全事例調査報告書」（平成 17 年 3 月）
- (5). 社団法人電力土木技術協会、平成 14 年度河川整備基金助成事業「水力発電所と河川景観の調和に関する調査と研究」調査報告書（平成 15 年 5 月）
- (6). 財団法人ダム水源地環境整備センター編、最新 魚道の設計
- (7). 齋藤源、小池徳仁、ダム魚道の現状と改良点、ダム技術、No.191、2002、pp.67-74
- (8). 社団法人電力土木技術協会、平成 16 年度河川整備基金助成事業「魚に優しい水力発電所に関する調査報告書」（平成 17 年 5 月）

3. 5 バイオマス

- (1) 石渡輝夫、三浦一浩、バイオマス・ニッポンへの技術開発、北海道及び自動車分野におけるバイオマスの活用に向けた国土交通省の取り組み、新政策、vol. 18, no. 7, 2003, p. 136-139
- (2) エネルギー総合工学研究所、バイオマスエネルギーテクノロジー・ロードマップ策定に関する調査 成果報告書、2004, p. 1-144
- (3) 江別市水道部、江別浄化センター 消化ガスコージェネレーション設備、p. 1-2
- (4) 工藤周三、バイオマス利活用への技術開発、高効率メタン発酵ガス発電システム、新政策、vol. 19, no. 9, 2004, p. 72-73
- (5) 能代森林資源利用協同組合、バイオマス・ニッポンへの技術開発、地域林業経営確立林業構造改善事業、新政策、vol. 18, no. 7, 2003, p. 284-285
- (6) 羽川富夫、バイオマス・ニッポンへの技術開発、プラント建設と今後の課題及び対策、新政策、vol. 18, no. 7, 2003, p. 170-171

3. 6 廃棄物発電

- (1) (独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、新エネルギーガイドブック入門編
- (2) 浅見直人、田中瑞彦、「高効率廃棄物発電技術開発」プロジェクトと高効率廃棄物ガス変換発電技術開発の成果と展望、ENERGY、2004-10
- (3) 座談会（鍵谷司、藤田昌雄、椎屋光昭）、見直される RDF 発電、ENERGY、2005-5
- (4) 鍋島淑郎、森棟隆昭、ごみから電気をつくる、オーム社

第4章 再生可能エネルギー支援制度の現状と課題

4. 1 エネルギー関連の支援制度

4. 1. 1 国の支援策と予算

1章でも述べたように、現在の国のエネルギー政策は省エネルギーや既存エネルギーの新しい利用形態など含めた総合的な取り組みとなっているので、国の支援策のうち純粋に再生可能エネルギーに対するものがどの程度かを言及することは難しい。ここでは、それらを分けることはせず、国の新エネルギー関連の支援策全般について述べることにする。

国の新エネルギーに関する支援策は、「技術開発」、「実証試験」、「導入促進」の3つに大きく分けられる。資源エネルギー庁によれば、これらに充てられる平成17年度予算ベースで、「技術開発」に484億円、「実証試験」に271億円、「導入促進」に708億円とされている。「技術開発」では、新エネルギー技術の低コスト化、性能向上等を図るための研究に重点が置かれており、分野別では近年開発が急速に進展してきた燃料電池関連の研究に予算の50%以上が充てられている。再生可能エネルギーでは、バイオマス発電、太陽光発電が予算の10%程度、風力発電が2%程度となっている。「実証試験」では技術開発の成果を踏まえて当該開発技術の実用化・市場投入を図る上で障害となる問題点の抽出、解明、対策等を行うこととされており、技術開発で目途のついた太陽光の新技术やバイオマスなどの技術についてフィールド試験が行われている。「導入促進」では、すでに実用化段階にある新エネルギーについて量産化による早期市場自立化を誘導するための初期需要の創出を図ることとされており、住宅用太陽光発電システムの導入支援やクリーンエネルギー自動車の導入支援などが行われている他、その予算の約60%が新エネルギー事業者支援対策や自治体を対象とした地域新エネルギー導入促進対策に充てられており、新エネルギー技術の事業としての波及を促している。

4. 1. 2 支援策の概要

新エネルギー導入のための具体策は、経済産業省をはじめとした各省庁や地方自治体がすでに多種多彩なものを打ち出しているし、今後も増加するものと予想されるため、全てを網羅した形で総括することは難しい。個々の支援策については各担当機関のホームページ等で最新の情報を参照されたい。支援策の全体像を把握したい場合はNEDOのホームページ等を参考にしながら最新の情報を収集することが望ましい。ここではNEDOが作成した「新エネルギーガイドブック」を主な参考として支援策の概略を述べる。

エネルギー導入に関する一連の流れは、①導入前の調査、計画等、情報収集、②導入にかかる機器購入、③導入後の実証研究、モニタリングや普及啓発等、という3つの段階に分けられ、支援策は、その段階毎に用意されている。また、支援の方法は、事業費の何割かを国が負担する助成制度の他に、有利な利率での融資制度(利子補給制度)、優遇税制、起債制度などがある。支援の対象は、地方公共団体、企業、NPO、個人などである。「新エネルギーガイドブック」に列挙された支援策のうち地方公共団体に適用可能なものは8割程度、企業に適用できるものが5割程度、

NPOや個人に適用できるものがそれぞれ2割程度となっている（重複を含む）。

支援策はNEDOやNEFを含めて経済産業省系が担当するものが最も多く、上記の3つの段階毎に様々な助成制度が用意されている。①の段階に相当するものの一つに「地域新エネルギービジョン策定等事業（NEDO）」がある。これは地方公共団体を対象としており、当該地域へ新エネルギーを導入するための「ビジョン」の策定や個別プロジェクトのフィージビリティスタディに要する費用を100%補助するものである。平成17年度3月現在で、すでに全国798カ所の地方公共団体が同事業を実施している。また、「地域新エネルギー導入促進事業（NEDO）」では、地方公共団体が行う新エネルギー導入事業や促進普及啓発事業に必要となる経費の50%以内を補助するものとしており、①や②の段階を支援している。また、「新エネルギー事業者支援対策事業（NEDO）」は、新エネ法で指定された新エネルギーを導入する事業者に対する②の段階の支援として、事業費の一部を補助するとともに、金融機関からの借り入れに対して債務保証を行うとしている。エネルギー種別毎の支援は②や③の段階に相当するものが多く、「バイオマス等未利用エネルギー実証試験事業・同事業調査（NEDO）」、「太陽光発電新技術フィールドテスト事業（NEDO）」、「風力発電フィールドテスト事業（NEDO）」、「先進型廃棄物発電フィールドテスト事業（NEDO）」などがある。また新エネ法に指定されていないエネルギーについても、「中小水力発電開発事業（NEDO）」、「地熱発電開発事業（NEDO）」などの支援策がある。

その他の関係機関はそれぞれの役割に則した支援策を用意しているが、その多くは②の段階に適用されるものである。例えば、総務省ではゴミ発電（廃棄物発電）を推進するため地方債措置を講じたり、農林水産省ではバイオマスの利用を促進するために、設備取得に対する助成を用意している。国土交通省では、環境共生住宅の普及や地域冷暖房施設の整備のために、設備取得に対する助成を用意している。また、財務省では廃棄物、太陽、風力などの設備の課税標準価格を減額するなどの措置を用意している。

なお、支援策の全体像を把握したい場合は、地方自治体が独自に作成しているホームページに最新の情報が解りやすく解説されたものがあるため、大変参考になる。

4. 1. 3 再生可能エネルギー関連の支援制度

本節では数ある新エネルギー関連の支援制度の内、再生可能エネルギーに関する支援制度について主なものを紹介する。まず全般に共通する支援制度について述べ、次に再生可能エネルギーのうち、風力発電、太陽光発電、地熱発電、水力発電、バイオマス発電、廃棄物発電について述べる。

(1) 共通

a. 地域新エネルギービジョン策定等事業

〈関係省庁等〉 NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）
〈支援要件・内容〉 地域レベルで新エネルギーを導入するに当たって、取り組みを円滑化するため、地方公共団体等が当該地域における新エネル

ギーの導入を図るために必要となる「ビジョン」策定に要する費用及び事業化フィージビリティスタディ調査に要する費用を補助。

- 〈支援対象者〉 1)地域新エネルギービジョン策定調査
地方公共団体又は地方公共団体の出資に係る法人
2)重点テーマに係る詳細ビジョン策定調査
地方公共団体又は地方公共団体の出資に係る法人
3)事業化フィージビリティスタディ調査
当該事業を実施する者
- 〈補助率〉 定額

b. 地域新エネルギー導入促進事業業

- 〈関係省庁等〉 NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）
- 〈支援要件・内容〉 地域における新エネルギーの加速的促進を図ることを目的とし、地方公共団体が行う新エネルギー設備導入事業及び普及啓発事業並びに営利を目的としない民間団体等が営利を目的とせずに行う新エネルギー設備導入事業の実施に必要な経費に対して補助。
- 〈支援対象者〉 地方公共団体及び非営利民間団体
- 〈補助率〉 1)新エネルギー設備導入事業
1/2 以内又は 1/3 以内
2)新エネルギー普及啓発事業
定額（限度額：2 千万円）

c. 新エネルギー・省エネルギー非営利活動促進事業

- 〈関係省庁等〉 NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）
- 〈支援要件・内容〉 地域草の根レベルでの効果的な新エネルギー導入の加速化を図るため、営利を目的としない民間団体等が営利を目的とせずに行う新エネルギー導入及び省エネルギーの推進に資する普及啓発事業（事業期間：単年度）に要する経費の補助。
- 〈支援対象者〉 特定非営利活動法人（NPO 法人）、公益法人その他の法人格を有する民間団体等又はこれらに準ずる者
- 〈補助率〉 1/2 以内（上限 2 千万円/件）

d. 新エネルギー事業者支援対策事業

- 〈関係省庁等〉 1) 補助事業：経済産業省資源エネルギー庁
2) 債務保証：NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）
- 〈支援要件・内容〉 新エネ法の認定を受けた計画に基づき新エネルギー導入事業を行う者に対して、事業費の一部補助、および債務保証を行う。
- 〈支援対象者〉 民間事業者

- 〈補助率〉 1) 補助率：1/3 以内
2) 債務保証の条件
対象債務の 90%
保証料：年 0.2%

e. 地域エネルギー開発利用発電事業普及促進融資（利子補給制度）

- 〈関係省庁等〉 経済産業省資源エネルギー庁
〈支援要件・内容〉 風力発電事業、太陽光発電事業、地熱発電事業、廃熱利用発電事業、廃棄物/バイオマス利用発電事業の用途に利用する設備のうち、発電設備、蓄電設備、保持設備の設置について、金融機関から融資を受ける場合に財団が利子補給を行う。
〈支援対象者〉 地方公共団体、第三セクター、民間事業者等
〈融資額〉 地熱発電事業 3 億円以下
風力、太陽光、廃熱、廃棄物/バイオマス利用発電事業 4 億円以下
複合利用発電事業 5 億円以下
〈融資利率〉 契約時の借入金利の 1/2 を利子補給する。（ただし上限 3%）
借入金利は長期貸出最優遇金利に年 0.5%を加えた利率以下とする。
〈償還期限〉 10 年以内

f. 新エネルギー・自然エネルギー開発

- 〈関係省庁等〉 日本政策投資銀行
〈支援要件・内容〉 地球温暖化に関する国内対策を一層推進し、脱温暖化地域循環型社会への構造改革を推進するため、地域の特性に即したバイオマス等の自然エネルギーを利用した新しいエネルギー供給・利用システムの導入を積極的に行おうとする事業者に対し、その事業費の一部について補助を行う。
〈支援対象者〉 電気事業者等
〈融資比率〉 40%
〈金利〉 再生可能エネルギー関係のみ示す。
政策金利 I
1) 水力発電所整備事業（出力 100kW 以上 5 万 kW 未満）
2) 風力発電施設整備事業（出力 1,200kW 以上）
3) 太陽光発電施設整備事業（出力 150kW 以上）
4) 地熱開発
5) バイオマスエネルギー施設整備事業

g. 地球温暖化対策技術開発事業（競争的資金）

- 〈関係省庁等〉 環境省

- 〈支援要件・内容〉 早期かつ広く普及が見込まれるエネルギー起源二酸化炭素の排出を抑制する技術開発について、民間企業、公的機関、大学等から技術開発事業の提案を募集し、優れた提案内容の事業に支援を行う。
- 1) 省エネ対策技術実用化開発分野
 - 2) 再生可能エネルギー導入技術実用化開発分野
 - 3) 都市再生環境モデル技術開発分野
- 〈支援対象者〉
- 1) 国立試験研究機関、独立行政法人試験研究機関
 - 2) 大学、高等専門学校
 - 3) 地方公共団体の試験研究機関
 - 4) 民間企業の技術開発・試験研究機関
 - 5) その他日本の法人格を有する組織で技術開発に必要な設備・技術者を有するもの
- 〈補助率〉 技術開発を行うために必要な経費

h. 再生可能エネルギー高度導入地域整備事業

- 〈関係省庁等〉 環境省
- 〈支援要件・内容〉 地方公共団体が定める地球温暖化対策地域推進計画又はこれに相当する計画の中で位置付けられた再生可能エネルギー導入事業について、その事業主体となる民間事業者に対し、計画の達成に必要な施設整備費の一部を補助する。
- 〈支援対象者〉 民間事業者
- 〈補助率〉 補助率：1/2

i. 一般会計債（地方債）

- 〈関係省庁等〉 地方公共団体
- 〈支援要件・内容〉
- 1) 義務教育施設整備事業
 - ①起債対象：ソーラーシステム設置事業のうち建物整備事業と一体として行うものに限る。
 - ②充当率：おおむね 75%
 - 2) 一般事業
 - ①起債対象：新エネルギー・省エネルギー対策のための太陽光発電、風力発電、ソーラーシステム等の設置事業等を、地方公営企業に属するものを除き対象とする。
 - ②充当率：おおむね 90%
- 〈支援対象者〉 地方公共団体

j. 公営企業債（地方債）

- 〈関係省庁等〉 地方公共団体
- 〈支援要件・内容〉 1) 廃棄物処理施設における廃棄物発電事業

① 起債対象:廃棄物処理施設における焼却余熱を活用した廃棄物発電事業のうちの売電事業部分を起債の対象とする。

2)ごみ固形燃料発電事業

①起債対象:一般廃棄物から製造したごみ固形燃料を燃焼又は、これと産業廃棄物の混焼による発電事業のうち発電のために必要な設備の設置に要する経費等を起債の対象とする。

②充当率:100%

3)風力発電事業

① 起債対象:地方公共団体が公営企業として行う風力発電の設置にかかる経費等を起債の対象とする。

② 充当率:100%

〈支援対象者〉 地方公共団体

(2) 風力発電

a. 風力開発フィールドテスト事業(高所風況精査)

〈関係省庁等〉 NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)

〈支援要件・内容〉 風力発電の普及の素地を形成するため、風況等の自然条件や配電線網等のインフラ整備等の異なる国内各地に、風力発電を試験的に設置し、長期運転を行い、各種データを収集・分析するもので、NEDO技術開発機構と設置者(共同研究事業者)とが下記の負担割合に基づき共同研究の形で実施する。

〈支援対象者〉 民間企業、各種団体等(地方公共団体等)

〈補助率〉 風況精査 50%(2004年度までは100%)
運転研究 50%

(3) 太陽光発電

a. 太陽光発電新技術等フィールドテスト事業

〈関係省庁等〉 NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)

〈支援要件・内容〉 産業分野や公共施設等に設置される中規模太陽光発電システムのさらなる普及を目指し、最近開発された新型モジュール採用型、建材一体型等の新技術を用いた太陽光発電システムの実証を行う共同研究費を補助する。

〈支援対象者〉 民間企業、各種団体等(地方公共団体含む)で、太陽電池の合計出力が10kW以上で具体的な太陽光発電システムの設置計画を有する者

〈補助率〉 1/2

(4) 地熱発電

a. 地熱発電開発費補助金補助事業

〈関係省庁等〉 NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)

- 〈支援要件・内容〉 開発から運転までのリードタイムが長く、多額の投資が必要である地熱発電開発の促進を図るため、調査・建設段階に進んだ地点における調査井、生産井及び還元井掘削、蒸気配管等敷設、発電機等及び熱水供給施設等設置に対して補助を行う。また、地熱発電施設設置事業として、バイナリー発電の設備を設置する場合も経費の一部を補助する。
- 〈支援対象者〉 地熱を利用する地熱発電施設の設置又は改造に係る事業であって、調査井掘削又は地熱発電施設の設置事業を行おうとする者。
- 〈補助率〉 1) 調査井掘削事業 1/2 以内
2) 地熱発電施設設置事業 1/5 以内
(バイナリー発電設備は 3/10 以内)

(5) 水力発電

a. 中小水力発電開発費補助金補助事業

- 〈関係省庁等〉 NEDO (新エネルギー・産業技術総合開発機構)
- 〈支援要件・内容〉 3万kW以下の中小水力発電施設の設置、改造に要する費用に対して、建設費の一部を補助することにより、中小水力の初期発電原価を引き下げ、電源開発・利用の促進を図る。
- 〈支援対象者〉 一般電気事業者、公営電気事業者等卸供給事業者、卸電気事業者、特定規模電気事業者、特定電気事業者、自家発電所を設置する者
- 〈補助率〉 1) 出力が 5,000kW 以下のもの 20%以内
2) 出力が 5,000kW 超 30,000kW 以下のもの 10%以内
3) 新技術を導入した部分 50%以内
経済性の低い事業、RPS 法認定設備に係る事業は 10%割増の特例措置が適用される。

(6) バイオマス発電

a. バイオマス等未活用エネルギー事業調査事業

- 〈関係省庁等〉 資源エネルギー庁
- 〈支援要件・内容〉 内外の経済的社会的環境に応じた安定的かつ適切なエネルギー需給構造の構築を図るため、バイオマス及び雪氷冷熱に係る未活用エネルギーの事業調査に要する経費に対して補助する。
- 〈支援対象者〉 民間企業、地方公共団体、地方公共団体が出資・出損を行う法人、公益法人、特定非営利活動法人、法人格を有する協同組合
- 〈補助率〉 定額 (上限 1 千万円)

(7) 廃棄物発電

a. 廃棄物処理施設における温暖化対策事業

- 〈関係省庁等〉 環境省

〈支援要件・内容〉	高効率な廃棄物発電や廃棄物由来のバイオマス発電等の廃棄物処理に係るエネルギー利用施設の整備を実施する民間企業等の事業者に対し、事業実施に必要な経費の一部を国が補助。
〈支援対象者〉	<ol style="list-style-type: none"> 1) 民間企業 2) 独立行政法人 3) 公益法人 4) 法律により直接設立された法人 5) その他環境省が適当と認める者 <p>(国及び地方公共団体は対象としない)</p>
〈補助率〉	施設の高効率化に伴う増嵩費用(ただし、補助対象となる施設整備費の1/3を限度)

4. 2 わが国における RPS 制度の現状と課題

4. 2. 1 RPS 制度導入の経緯

新エネルギーの利用を抜本的に促進し、エネルギー源の多様化を図ることは緊急の課題となっている。さらに、地球温暖化対策の計画的な推進がとめられる中、わが国の CO₂ 排出量は増加しており、大幅な削減は困難な状況にある。また、わが国の排出量の約 3 割がエネルギー転換部門（主に発電）である⁽¹⁾。

新エネルギーのうち発電分野において、その新エネルギー電気利用率（電気事業者の総電気供給量の内新エネルギー電気の割合）が 0.2%程度にとどまっている状況を踏まえ、2001 年 7 月に取り纏められた総合資源エネルギー調査会総合部会／需給部会報告書で新エネルギー電気利用率を約 1%程度（約 115 億 kWh）とすることが目標として掲げられた。また、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会では、欧米各国で検討・導入されている諸制度も参考にし、法的措置も念頭においた発電分野における新エネルギー利用率拡大措置として、RPS 制度の導入が適当であるとの報告がなされた。新エネルギー部会に新市場拡大措置検討小委員会が設置され具体的市場拡大措置のあり方について審議がなされ、RPS 制度の導入が適当であるとの結論が得られた⁽²⁾。これを受け、平成 14 年 6 月 7 日に「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」（RPS 法）が公布され、平成 14 年 12 月 6 日部分施行、平成 15 年 4 月 1 日に全面施行された。

4. 2. 2 RPS 制度の概要⁽³⁾

RPS 制度とは、RPS 法に基づき、エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保するため、経済産業大臣が各年度の新エネルギー等から発電される電気（新エネルギー等電気）の利用目標を定め、その利用目標量を基に電気事業者に対して、毎年、その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付け、新エネルギー等の更なる普及をはかるものである。

(1) 利用目標

経済産業大臣は総合資源エネルギー調査会及び環境大臣、農林水産大臣、国土交通大臣の意見を聞いて 4 年ごとに、当該年度以降の 8 年間に電気事業者が利用する新エネルギー等電気の利用目標を定めることとなっている。2003 年度から 2010 年度までの目標量は以下のとおりである。

表 4. 2-1 利用目標

年 度	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
利用目標 (億 kWh/年)	73.2	76.6	80.0	83.4	86.7	92.7	103.3	122.0

(2) 対象エネルギー

石油代替エネルギーのうち、現在においては普及が十分に進んでいないが、将来的に普及する可能性の有るものを対象としており、次のエネルギーが対象とな

っている。

- a. 風力発電
- b. 太陽光発電
- c. 地熱発電
- d. 水力発電（水路式の 1,000kW 以下）
- e. バイオマス（動植物に由来する有機物）発電、
- f. 石油を熱源とする熱以外のエネルギーで政令で定めるもの（現在定めていない）

（3）電気事業者の義務

経済産業大臣は、利用目標を勘案し、電気事業者に対して、毎年度、その販売量に応じて一定割合以上の新エネルギー等電気の利用を義務づける。この義務量を基準利用量という。

ここで電気事業者とは、電気を小売する事業者で以下を指す。

- a. 一般電気事業者
一般の需要に応じ電気を供給する事業を営むことについて経済産業大臣の許可を受けた者。
- b. 特定電気事業者
特定の供給地点における需要に応じ電気を供給する事業を営むことについて経済産業大臣の許可を受けた者。
- c. 特定規模電気事業者
特定規模需要に応ずる電気の供給を行う事業で、一般電気事業者が他の一般電気事業者の電線路を介して行うもの並びに一般電気事業者以外の者が一般電気事業者の電線路を介して行うもので、経済産業大臣に届出をした者。

（4）義務量（基準利用量）の算定方法

電気事業者は 4 月 1 日から翌年 3 月 31 日までの 1 年間に利用すべき新エネルギー等電気の量（基準利用量）を、その年の 6 月 1 日までに経済産業大臣に届け出なければならない。基準利用量は以下の式で求める。

$$\boxed{\text{基準利用量}} = \boxed{\text{電気事業者の電気供給量（前年度）}} \times \boxed{\text{利用目標率（当該年度）}}$$

ここで利用目標率とは、当該年度の全国の利用目標量を前年度の全国の電気供給量（経済産業省が毎年 5 月に公表予定）で除した値である。

ただし、法の施行後 7 年間（2009 年度まで）は各電気事業者の導入実績を踏まえた現実的な基準利用量となるよう以下の方法で調整する。

$$\boxed{\text{調整後の基準利用量}} = \boxed{\text{電気事業者の電気供給量（前年度）}} \times \boxed{\text{調整利用目標率}}$$

ここで調整利用目標率は以下の式で求める、

$$\text{調整利用目標率} = \text{利用目標率} - \{ (\text{トップランナーの既存利用率} - \text{自己の既存利用率}) \times \text{経過調整率} \}$$

ここでトップランナーとは一般電気事業者のうち既存利用率が最も大きい者のことであり、経過調整率は年度ごとに下表に示す値である。

表 4. 2-2 各年度の経過調整率

年 度	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
経過調整率	1	1	1	1	1	2/3	1/3	0

利用目標量と調整後の基準利用量（一般電気事業者の合計）の推計値は以下のとおりである。

表 4. 2-3 利用目標量と調整後の基準利用量⁽²⁾

年 度	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
利用目標量 (億 kWh)	73.2	76.6	80.0	83.4	86.7	92.7	103.3	122.0
調整後の基準 利用量 (億 kWh)	32.8	35.7	38.6	41.5	44.4	64.2	88.9	122.0

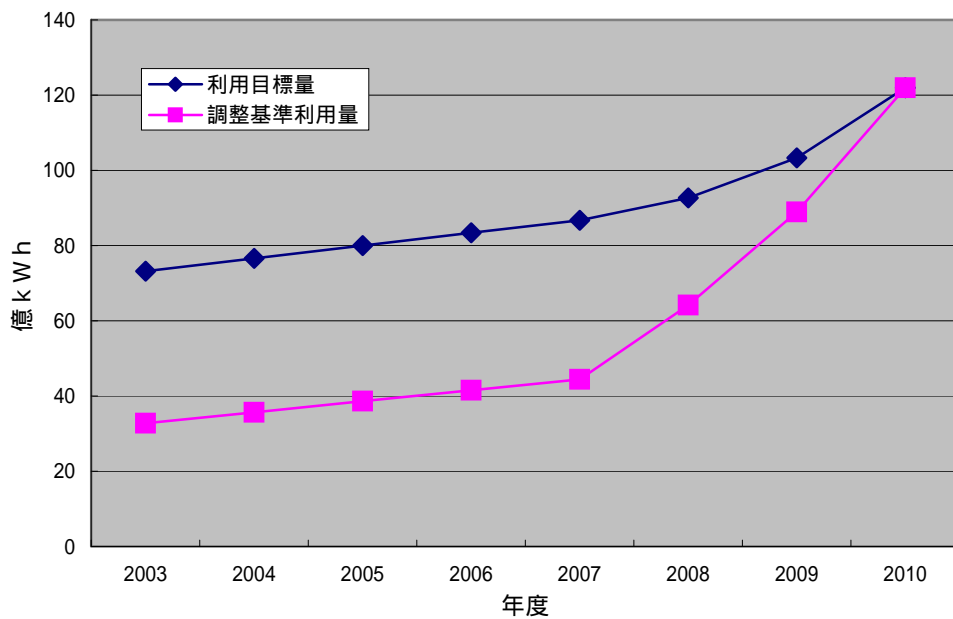


図 4. 2-1 利用目標量と調整後の基準利用量の推移

(5) 義務の履行方法

電気事業者は新エネルギー等電気の利用を行うにあたり、経済性その他の事情を勘案して、以下の中から最も有利な方法を選択できる。

- a. 自ら新エネルギー等電気を発電・利用して義務を履行する。
- b. 他から新エネルギー等電気相当量と一体で新エネルギー等電気を購入・利用して義務を履行する。
- c. 他から新エネルギー等電気相当量のみを購入して義務を履行する。(義務量の減少)

ここで新エネルギー等電気相当量とは、新エネルギー等発電事業者が地域を越えて新エネルギー等発電事業者との取引を行う仕組みとして、「新エネルギー電気等」を「電気」と「新エネルギー等電気相当量」とに分離して別々に取り扱うもので、新エネルギー等電気を直接供給しなくても、新エネルギー等電気が利用された旨を新エネルギー等電気相当量という形で電子口座に記録し取引できる。

(6) 設備認定

RPS法は新エネルギー等の利用形態のうち発電利用に焦点を当てており、認定された設備で発電された新エネルギー等電気を利用しなければならない。新エネルギー等発電事業者は当該設備の所在地を所管する地方経済産業局に申請し経済産業大臣の認定を受けることができる。

ここで新エネルギー等発電事業者とは、新エネルギー等を電気に変換する設備を用いて発電し、又は発電しようとする者をいう。

認定基準は以下のとおりである。

- a. 発電設備

新エネルギー等電気の販売量(利用量)が的確に計量できる構造であること。

- b. 発電方法

①新エネルギー等以外のエネルギーとのハイブリット発電(バイオマスと重油との混焼等)の場合、発電量に占める新エネルギー等の比率を的確に把握・記録しつつ発電のできる方法であること。

②地熱発電については、地熱資源(熱水)を著しく減少させない発電方法であること。

(7) 勧告・命令・罰則

- a. 勧告

経済産業大臣は、電気事業者の新エネルギー等電気の利用をする量が基準利用量に達していない場合において、その達していないことに正当な理由がない場合はその電気事業者に期限を定めて新エネルギー等の利用をすべきことを勧告できる。

- b. 命令

aの勧告をしてもなお改善が見られない場合は、新エネルギー等電気の利用を命ずることが出来る。

- c. 罰則

bの命令に違反した者は、百万円以下の罰金に処される。

正当な理由は、勧告の発動の是非を判断する際に個別に検討されるが、少なくとも以下の場合に該当するときは、正当な理由があるものとして取り扱う。

①バンキング

新エネルギー等電気相当量は、電子口座に記録された年度と翌年度の 2 回義務履行に使用できる。電気事業者がある年度に取得した新エネルギー等電気相当量でその年度の義務量に充てなかったものがある場合、翌年度の義務履行に充てることが出来る。バンキングの上限はない。

②上限価格

上限価格（1 kWh 当たり 11 円）以下の価格では、新エネルギー等電気相当量を確保できなかった場合、その確保できなかった新エネルギー等電気相当量については勧告対象外となる。この量は翌年度の義務量には追加されない。

③住宅用等太陽光発電等

住宅用で最大出力の合計値が 10kW 以下の太陽光発電又は風力発電の発電設備を有する発電事業者で、一般電気事業者と電灯契約及び販売電力量料金単価で余剰電力を契約している者のうち当該一般電気事業者が設備認定申請の代行の同意取付けの努力を行っても、同意が得られなかった発電設備による新エネルギー等電気相当量については勧告対象外となる。この量は翌年度の義務量には追加されない。

④ボロウイング

基準利用量未達分から、バンキング、上限価格、住宅用等太陽光発電等による量を差し引いてもなお残余の量がある場合に、未達成量を翌年度に繰り越すことをいう。上限は届け出年度の義務量の 20%である。

翌年度、翌年度分の義務量と前年度から持ち越されたボロウイング分が義務量に加算される。

4. 2. 3 諸外国における RPS 制度等の導入状況⁽³⁾

諸外国においても再生可能エネルギーの導入促進を目的に、RPS 制度、固定買取制度が導入・検討されている。

(1) RPS 制度

RPS 制度を導入している国として、イギリス、イタリア、ベルギー、スウェーデン、オーストラリア、米国 13 州（テキサス州、カリフォルニア州他）他がある。

主要国における RPS 制度の概要を以下に示す。

表4. 2-4 主要国におけるRPS制度の概要

	イギリス	イタリア	スウェーデン	オーストラリア	米国テキサス州
クォータ 義務量	総販売電力量の うち 2000 年 度：3%～ 2010 年度～26 年度：10.4% (2011 年度以降 の義務比率につ いては増加の方 向で議論検討中)	前年の発電/輸入 電力量のうち 2002 年：2%～ 2006 年：3.05% 2007 年以降の 義務比率は未定	電力消費量のう ち 2003 年：7.4% ～ 2010 年：16.9%	2010 年までの 再生可能電力の 増加目標を 9,500GWh と設 定 (2010 年にお ける予測電力供 給量の 2%を目 標として設定) →2020 年まで制 度継続の方向	2009 年までに 2,000MW の再 生可能発電設備 容量を増設
義務 対象者	電力小売事業者	発電事業者 電力輸入事業者 (年間 100GWh 以上)	電力需要家 (小売業者が義務 履行を代行)	電力小売事業者 発電事業者から 直接購入の需要 家	電力小売事業者 (自由化対象地域 の事業者のみ)
対象 エネルギ ー	水力(既設は 20MW 以下) 太陽光 風力 地熱 潮力 波力 バイオマス(混焼 は除く)	水力(揚水除く) 太陽光 風力 地熱 潮力 波力 バイオマス(混焼 含む) 廃棄物(非バイ オマス分も含 む)	水力(1.5MW 以 下の既存設備、 1.5MW 以上の 既存設備の増 設・新規設備が 対象) 太陽 風力 地熱 潮力 波力 バイオマス	水力 太陽熱温水 太陽光 風力 地熱 波力 潮力 海洋エネルギー 燃料電池 高温岩体、バイ オマス(混焼含 む)	水力(規模制限 なし) 太陽(太陽熱も含 む) 風力 地熱 波力 潮力 バイオマス(混 焼なし)

(2) 固定価格買取制度

固定価格買取制度を導入している国として、ドイツ、デンマーク、オーストリア、オランダ、ポルトガル、ギリシャ、チェコ、スロバキア、ハンガリー、フランス等がある。

主要国における固定価格買取制度の概要を以下に示す。

表 4. 2-5 主要国における固定価格買取制度の概要

	ドイツ	デンマーク	スペイン
買取義務対象者	配電事業者	送電系統運用者	配電事業者
買取義務期間	設備稼働から 20 年間	特に制限なし ※従来制度で既設設備(2002年までに運開)は 20 年間の固定価格での買取	特に制限なし ※エネルギー源ごとに買取価格が減額される期間(例:15 年後)を設定
対象エネルギー	水力 (5 MW 以下) 太陽光 風力 地熱 バイオマス (20MW 以下) 埋立/下水ガス (5 MW 以下) 鉱山ガス	風力 バイオマス(混焼なし)	水力 太陽光 風力 地熱 波力 潮力 バイオマス(混焼含む) 廃棄物(非バイオマス部分も含む) ※すべて設備容量 50MW 以下が対象
買取価格(参考)	2004 年：陸上風力発電 (kWh) 新規設備 8.70 ユーロセント (11.3 円)	2004 年：陸上風力発電 (kWh) ・新規設備： スポット市場での売電価格+インセンティブ価格 0.123DKK(2.2 円) ※売電価格とインセンティブ価格をあわせた上限 0.36DKK (6. 5 円) /kWh ・既設設備 (2002 年までに運開)： 固定買取価格 0.6DKK (10. 8 円)	2004 年：陸上風力発電 (kWh) ・固定買取価格：6.49 ユーロセント(8.4 円) ・売電価格+インセンティブ価格+3.6 ユーロセント(4.7 円)

4. 2. 4 RPS 制度の課題

RPS 制度は、供給サイドにおける新エネルギー導入促進策として平成 15 年 4 月 1 日の全面施行以来、新エネルギー等発電施設の認定、利用目標量（調整後の基準利用量）の届け出、義務履行が実施されている。今後も着実に利用目標量を履行していくためには、新エネルギー等発電事業者が安定して事業を継続するとともに、電気事業者が新エネルギー等電気購入コストを負担できるようにすることが求められる。さらに、地球温暖化防止政策としての貢献も期待されている。これらの観点からの現在の RPS 制度に関する課題について各方面からの指摘がなされている。また「3 年後の見直し」条項（法附則第 5 条）に応じ見直しの検討が始まろうとしている。

ここでは、各方面から指摘されている課題について順不同に紹介することとする。

- (1) 現在の導入目標は、2010 年に 122 億 kWh、利用目標率は全電力量の 1.35% に設定されている⁽²⁾。新エネルギーの導入促進に取り組んでいる諸外国の導入目標と比べ低すぎる。国の財源負担も考慮した、目標量の増加を検討すべきである。
- (2) 現在 2010 年以降の目標が示されておらず、新エネルギー等発電事業者、電気事業者が長期計画を立案することが難しい。より長期にわたる目標値の設定を検討すべきである。

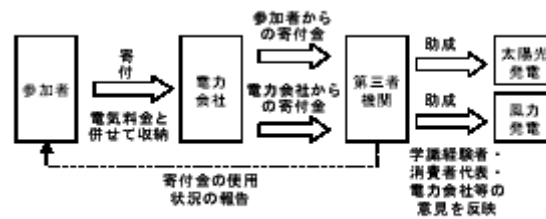
- (3) 現在電気事業者の新エネルギー等電気の利用量が基準利用量に達しない正当な理由としての上限価格が設定されているが、新エネルギー等発電事業者が長期的に事業を継続するためには、買取価格の下限設定が必要と思われる。
- (4) 義務を履行しない場合の罰則として 100 万円以下の罰金があるが、コストだけを考えると罰金を支払ったほうが低コストと判断されることも考えられる。義務量の不履行量に応じた課徴金を附加するなど、よりインセンティブの期待できる方法を検討する必要がある。
- (5) 現 RPS 法では対象としている新エネルギーの種別毎の目標量が設定されていないため、コストの低い技術が優先され、現時点でコストメリットの小さな技術の導入が促進されない。エネルギー間の競争が阻害される可能性はあるが、RPS 法では、「現在においては普及が十分に進んでいないが、将来的に普及する可能性のあるものを対象」としており対象新エネルギーをバランスよく開発促進するために、新エネルギーの種別毎に目標量を設定することを検討する必要がある。
- (6) 新エネルギーは出力の安定しない分散型電源となる場合が多く、その導入促進は大量の分散型電源を電力系統に連携することとなる。日々の系統運用計画、事故時の系統への影響、電圧・周波数といった電力品質への影響等が懸念される。それらを防止・制御する技術の開発が求められる。

4. 3 民間における取り組み

前節までに紹介した新エネルギー導入促進支援制度や RPS 制度は、政府主導の政策的なアプローチであった。この一方で、民間主導によるボランティアな取り組みも実施されている。「グリーン電力基金」や「グリーン電力証書取引制度」などが具体的な取り組みであるが、これらの制度を支える背景には、社会的な環境意識の高まりの中で「たとえ価格が相対的に高価であっても環境に負荷を与えない商品を購入したい」という一般消費者が増えてきたこと、また、企業においても「環境に配慮することが企業イメージの向上に寄与する」という認識が広がったこと、などがあげられる。

4. 3. 1 グリーン電力基金⁽¹⁾

グリーン電力基金とは、主に消費者や市民からの寄付によって基金を設立し、対象とする再生可能エネルギー発電プロジェクトに対して助成するというものである。日本では電力会社 10 社や NPO 法人北海道グリーンファンドによって実施されている。寄付の徴収形態はさまざま、電気料金の何%という形で電気料金に上乗せして徴収されるケースや、毎月一定額が徴収されるケースなどがある。不特定多数の消費者からの基金を運用するため、運用主体には透明性が求められるほか、助成対象も参加者から理解を得やすい風力発電や太陽光発電が中心となっている。



(出所) 各種資料を元に作成

図-4. 3-1 グリーン電力基金の仕組み (日本の場合)⁽¹⁾

電力会社が主体となったグリーン電力基金は、2000 年度に創設された。寄付金は、1 口あたり毎月 500 円（電力会社によっては 100 円の場合もある）を希望口数分、毎月の電気料金と一緒に集金される。また、電力会社は一般からの寄付金とほぼ同額を基金に拠出する。集まった基金の運営には透明性と公平性を確保するため、電力会社と明確に区分された外部機関であるそれぞれの地域の産業活性化センターが当たっている。寄付金の助成先など具体的な使いみちは、地域活性化センター内に設置された「グリーン電力基金運営委員会」の審議をふまえて決定される。この委員会は学識経験者や市民団体、消費者団体代表、産業界代表などから構成され、寄付金の最も有効な助成方法などが検討されている。これまでの助成の実績を発電出力で比較すると、現状で最も事業としての実現性が高い風力発電に対する助成が最も大きい。最近では RPS 法のもと十分に普及促進が図れるとの理由から風力発電を対象外としている電力会社もある。2005 年度現在、このグリーン電力基金への一般からの寄付金は日本全体で毎年 3 億円程度、基金の総額は電力会社の拠出含めてその約倍となっているが、この数年間は寄付金の口数の伸びが鈍化して

いる。

4. 3. 24. 3. 2 グリーン電力証書取引制度⁽¹⁾

グリーン電力証書取引制度とは、再生可能エネルギー発電施設から発電された電気を、物理的な電気の部分と環境付加価値とに分け、後者を証書化して金融商品などと同様に取引可能とする制度である。RPS 制度にもこの考え方は含まれているが、ここでは企業の自主的な判断によるものを取りあげる。

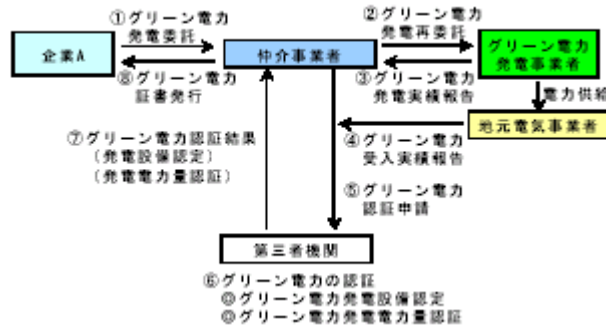


図-4. 3-2 グリーン電力証書取引精度の仕組み⁽¹⁾

わが国では唯一、日本自然エネルギー株式会社のみがグリーン電力証書取引を事業としている。この会社で行われるグリーン電力証書取引はおよそ次のような仕組みになっている。まず、グリーン電力の購入を希望する企業 A が、グリーン電力による発電を仲介事業者（日本自然エネルギー株式会社）に委託する。委託を受けた仲介事業者は、グリーン電力の発電事業者と発電委託契約を結び、この発電事業者に対して電気の価値とは別にプレミアムを支払う。発電事業者が発電したグリーン電力は第三者機関によってその信頼性に関する認証を受けた後、仲介事業者は認証された電力についてこれを証書化し、企業 A に販売する。企業 A は、このグリーン証書を購入することによって、グリーン電力を購入したとみなされ、二酸化炭素削減など自主環境目標の達成に利用するほか、企業イメージの向上や、自社の環境報告書へ記載する権利などを獲得できる。

グリーン電力自体は電氣的な特性という点では化石燃料起源の電気となんら違いがないため、いったん電力系統に流入すると他の電気との区別ができない。このため、上記のシステムを確実に運用するためには、グリーン電力の起源や発電実績を保証するとともに、証書の二重発行、偽証書の流通等を防止するための第三者機関の存在が不可欠になる。我が国では、グリーン電力認証機構がこの任にあっている。2001年に発足したグリーン電力認証機構は、電力会社、発電事業者、グリーン電力事業者、電力購入者とは独立したグリーン電力の認証を行う機関である。ここでは1) グリーン電力に関する認定基準の策定・管理、2) グリーン電力の発電・販売実績に対する確認認証、3) グリーン電力の有する環境的・経済的付加価値に関する調査・提言、を行っている。現在、事務局は(財)日本エネルギー経済研究所におかれており、委員会のメンバーは学識経験者や NGO、消費者団体などが

ら構成されている。

平成 17 年度現在で、グリーン電力認証機構がグリーン電力発電設備として認定した発電所は 26 カ所、設備容量は約 10 万 kW となっている。また、これらの発電所が実際に発電した電力量に対する認定は、四半期を 1 単位として最大連続 4 単位の期間の申請を受け付けている。日本自然エネルギー株式会社は、このように認証された電力量の購入希望者に対してグリーン証書を販売している。販売数は四半期毎に変動するが、2005 年度で四半期あたり 40 件程度となっている。

〈参考文献〉

4. 1 新エネルギー関連の支援制度

- (1)NEDO 技術開発機構エネルギー対策推進室、平成 15 年度新エネルギー導入促進事業、2004.2. (online), available from 〈http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/pamphlets/dounyuu/jigyuu_dokuhou.pdf〉, (accessed 2005-10-20).
- (2)NEDO 技術開発機構新エネルギー導入促進部、新エネルギーガイドブック資料編、2004.2. (online), available from 〈<http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/pamphlets/dounyuu/shiryuu.pdf>〉, (accessed 2005-10-20).
- (3)岩手県ホームページ <http://www.pref.iwate.jp/~hp0208/01ene/ene.htm>
- (4)鹿児島県ホームページ <http://www.pref.kagoshima.jp/home/chiikika/index.html>
- (5)北海道ホームページ <http://www.pref.hokkaido.jp/keizai/kz-senrg/toppage.html>
- (6)熊本県ホームページ http://www.pref.kumamoto.jp/traffic/energy_kanren/
- (7)神戸市ホームページ (エネチェック) <http://enecheck.dad.kit.ac.jp/>

4. 2 わが国における RPS 制度の現状と課題

- (1)環境省ホームページ 2004 年度 (平成 16 年度) の温室効果ガス排出量について (online), available from 〈 <http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ehg/2004ghg.pdf> 〉 (accessed 2006-5-12).
- (2)資源エネルギー庁編「平成 15 年度版新エネルギー便覧」2004 pp125
- (3)R P S 法ホームページ (online), available from 〈 <http://www.rps.go.jp/rps/new-contents/top/main.html> 〉 (accessed 2005-8-11).

4. 3 民間における取り組み

- (1)中荃伸一、「グリーン電力認証」の論点とわが国における将来の展望、(財)日本エネルギー研究所 (IEEJ) : 2003/9. (Online), available from 〈<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/738.pdf>〉, (accessed 2005-10-20).
- (2)財団法人日本エネルギー経済研究所、国内外のグリーン電力制度 (プログラム) に関する調査 : 平成 15 年度新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査、2004/3. (online), available from 〈 <http://www.enecho.meti.go.jp/040903green.pdf> 〉, (accessed 2005-10-20).
- (3)日本自然エネルギー株式会社ホームページ (<http://www.natural-e.co.jp>)
- (4)グリーン電力認証機構ホームページ (<http://eneken.ieej.or.jp/greenpower>)
- (5)自然エネルギー市民ファンドホームページ (<http://www.greenfund.jp>)
- (6)日本エネルギー経済研究所ホームページ (<http://eneken.ieej.or.jp>)

第5章 再生可能エネルギー開発の許認可手続きの現状と課題

5. 1 再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き

5. 1. 1 発電所の設置の事業としての許認可手続き

使用する再生可能エネルギーの種類に関係なく、一般に発電所を建設する際に必要となる許認可を規定する法律は以下の通りである。

本節で述べる法律は「発電所」または「開発事業」を規制するものであるから当然のことであるが、再生可能エネルギーを使用しているという理由で、その手続きが免除または簡素化されることはない。

(1) 事業関連法の許認可

a. 資源・エネルギー関連法

1) 電気事業法

他人の需要に応じて電気を供給する「電気事業」は、全て電気事業法の規定に従って営まれなければならない。電気事業法において、発電所を設置するという行為は、大別すると次の3種類の許認可または届出の対象となる。

①電気事業の許可（法第3条）

②電気工作物の変更届（法第9条）

③電気工作物の工事計画の認可（法第47条）または届出（法第48条）

法第47条にいう「省令で定める」発電所は、「水力発電所、火力発電所、燃料電池発電所、太陽電池発電所、風力発電所以外の発電所」である（電気事業法施行規則別表第2）。ここで「火力発電所」は地熱発電所、バイオマス発電所、廃棄物発電所を含むと解される。従って、第2章で定義した「再生可能エネルギー」を原動力とする発電所の大部分は、法第48条の対象となる。しかし再生可能エネルギーのうち雪氷熱、温度差エネルギーを原動力とする発電所、研究途上の自然エネルギーを原動力とする波力発電所、海洋温度差発電所は、もし設置されるならば法第47条の対象となり、工事計画の認可を要すると考えられる。

2) 熱供給事業法

海外のバイオマス発電所等にみられるように、再生可能エネルギーを原動力とする発電所が、コージェネとして熱電併給を行なう場合がある。この場合、発電所は一般の需要に応じて熱（加熱され、若しくは冷却された水又は蒸気）を供給する「熱供給事業」のための「熱供給施設」にも該当する。従ってその発電所の事業者は、熱供給事業法の規定に従って熱供給事業をも営まれなければならない。熱供給事業法において、熱供給施設を設置するという行為は、大別すると次の3種類の許可または届出の対象となる。

①熱供給事業の許可（法第3条）

②供給区域等の変更の許可（法第7条）

③導管の工事計画の届出（法第21条）

熱供給事業法は、導管を除く熱供給施設の工事計画に関する規定を定めて

いない。しかし、導管を含む熱供給施設全体が、経済産業省令で定める技術上の基準に適合するように維持されなければならないこととされている（法第 20 条）。

b. 農林水産業関連法

1) 森林法

森林における開発行為に対し、法で指定する以下の区域について許認可、届出等の義務がある。

①森林計画

全国の森林は、農林水産大臣等が立案する「森林計画」の対象となる。森林計画には表 5. 1-1 に示すものがあり、いずれも「立木竹の伐採に関する事項」を含む、森林の整備に関する基本的な事項を定めることとされている。このように森林は、私有林であっても純然たる私有財産ではなく、災害の防止等の公益を目的とした規制を受けている。

表 5. 1-1 森林法に基づく森林計画

名称	条文	立案者	対象	主な開発の規制
全国森林計画	第 4 条	農林水産大臣	全国の森林	直接の規制はない。
地域森林計画	第 5 条	都道府県知事	各都道府県内の民有林	土石の採取等、土地の形質を変更する行為に、知事の許可が必要（保安林、保安施設地区、海岸法に基づく海岸保全区域を除く）（法第 10 条の 2）。
国有林の地域別森林計画	第 7 条の 2	森林管理局長	各森林管理局管内の国有林	左の森林計画に従って国有林を管理経営する（法第 8 条）。
市町村森林整備計画	第 10 条の 5	市町村長	各市町村内の、地域森林計画の対象となっている森林	立木の伐採に、市町村長への届出が必要（法第 10 条の 8）。

②保安林・保安施設地区

法第 25 条において記載された 11 種の目的を達成するために必要があるときは、農林大臣が森林を「保安林」として指定することができることとされている。また、法第 41 条において森林又は原野その他の土地を「保安施設地区」として指定することができる。

保安林においては、都道府県知事の許可を受けなければ、立木の伐採、土石の採掘その他土地の形質を変更する行為をしてはならない（法第 34 条）。これらの行為は、森林施業の一環として行なわれる場合以外は許可の対象とされない。許可を受けて伐採した跡地には、植栽をしなければならない（法第 34 条の 4）。また、保安施設地区においても保安林と同様の開発保安林におけるものと同様の開発の規制が行なわれる。

以上のように、保安林の指定地では林業以外の開発行為は事実上できない。開発事業の実施区域が保安林に指定されている場合は、事業者は、都道府県知事に対して、その指定の解除の申請をし、許可を受けなければ

ならない。

2) 農地法

エネルギー事業等の開発行為により農地法で定めるところの農地（法第 2 条）を農地以外のものにする場合、制限があるので注意を要する。

この場合、政令で定めるところにより、都道府県知事の許可（4ha を超える場合は農林水産大臣の許可）を受けなければならない（法第 4 条）。農地を農地以外のものにするため又は採草放牧地を採草放牧地と農地以外のものにするため、これらの土地について所有権を移転し、又は地上権その他の使用及び収益を目的とする権利を設定し、若しくは移転する場合は、当事者は都道府県知事の許可（4ha を超える場合は農林水産大臣の許可）を受けなければならない（法第 5 条）。

従って、農業以外の開発事業の用地として農地、採草放牧地を転用する場合は、単純な用地買収では済まず、農地法の許可が必要である。再生可能エネルギー施設の事業では、牧草地に風力発電用風車を設置する場合等がこれに該当すると考えられる。

3) 農業振興地域の整備に関する法律

エネルギー施設の立地点が農業地帯に位置する場合は、農地法が規定する「農地」の他、農業振興地域の整備に関する法律で定めるところの「採草放牧地」をあわせた「農用地」においても開発行為の制限があるので、農業振興地域と農用地区域の指定の有無を確認することが必要である。

農用地区域において開発行為（宅地の造成、土石の採取その他の土地の形質の変更又は工作物の新築、改築若しくは増築）をしようとする者は、農林水産省令で定めるところにより、都道府県知事の許可を受けなければならない（法第 15 条の 2）。都道府県知事は、農業振興地域内の農用地区域以外の土地で行なわれている開発によって、農用地区域において土砂の流出等の災害が生ずるおそれがあると認められるときは、開発の実施者に対し、その事態を除去するために必要な措置を講ずべきことを勧告することができる。

また、農地法第 4 条、第 5 条で規制されている農地転用、権利移転は、農用地区域内の農用地については、許可されないこととされている（法第 17 条、農地法第 4 条第 2 項、同第 5 条第 2 項）。

(2) 建築基準法の許認可

建築基準法は発電所等の比較的大規模な開発事業に限らず社会生活全般に適用される法律ではあるが、再生可能エネルギー施設の建設にあたっては、「確認の申請書を提出して建築主事の確認を受け、確認済証の交付を受けなければならない。（第 6 条）」とされているので、注意を要する。確認申請が必要となる工作物は以下の通りである。（法第 88 条第 1 項、施行令第 138 条）

a. 次の各号に掲げる工作物を築造するとき

- 1) 高さが 6m をこえる煙突
 - 2) 高さが 15m をこえる鉄筋コンクリート造りの柱・鉄柱・木柱等
 - 3) 高さが 4m をこえる広告塔、広告板、装飾塔、記念塔等
 - 4) 高さが 8m をこえる高架水槽、サイロ、物見塔等
 - 5) 高さが 2m をこえる擁壁
- b. 製造施設、貯蔵施設、遊戯施設等の工作物で政令で指定するもの
- 1) 高さが八メートルを超えるサイロその他これに類する工作物のうち飼料、肥料、セメントその他これらに類するものを貯蔵するもので第一種低層住居専用地域、第二種低層住居専用地域又は第一種中高層住居専用地域内にあるもの
 - 2) 汚物処理場、ごみ焼却場

(3) 国土整備法の許認可

a. 公物・公共施設関連法

1) 地すべり等防止法

地すべり等防止法で指定された地すべり防止区域においては、法第 18 条に記載された行為をしようとする者は、都道府県知事の許可を受けなければならないとされている。特に発電所等のエネルギー施設の場合、この第 18 条の規定に該当する可能性が高く、再生可能エネルギー施設の立地場所が地すべり防止区域に含まれている場合は、一般に都道府県知事の許可を得なければならないと考えられる。

2) 急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律

急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律により指定された急傾斜地崩壊危険区域において法第 7 条において記載された行為をしようとする者は、都道府県知事の許可を受けなければしてはならないとされている。発電所等のエネルギー施設は、上記の規定に該当する可能性が高く、再生可能エネルギー施設の立地場所が急傾斜地崩壊危険区域に含まれている場合は、一般に都道府県知事の許可を得なければならないと考えられる。

3) 公有水面埋立法

再生可能エネルギー施設の建設に伴って、わずかでも公有水面の埋立を必要とする場合は、一般に公有水面埋立の免許を得なければならないと考えられる。公有水面埋立法の適用除外の要件には、埋立の規模に係るものは規定されていない。

公有水面埋立の免許の取得は、公有水面埋立法に記載された手続きによる。まず、公有水面埋立を行なおうとする者は、都道府県知事の免許を受けなければならない（法第 2 条）。また、特例として、港湾区域内の公有水面の埋立については、免許権者は港湾管理者の長となる（港湾法第 58 条）。この免許を取得するためには、埋立の計画が 1) 国土利用上適正かつ合理的であ

ること、2)環境保全及び災害防止について十分配慮したものであること等、多くの要件を満足していなければならない(法第4条)。

なお、免許手続きに含まれる環境影響評価については、5.2.1(3)で説明する。

4) 海岸法

再生可能エネルギー施設の立地場所が海岸保全区域または一般公共海岸に含まれている場合は、海岸法に基づき、海岸管理者の許可を得なければならないと考えられる。

海岸法第3条により指定された海岸保全区域において、海岸管理者(都道府県知事、市町村長、港湾管理者の長等)以外の者が海岸保全区域(公共海岸の土地に限る)内において、海岸保全施設以外の施設又は工作物(「他の施設等」)を設けて当該海岸保全区域を占有しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならない(法第7条)。また、海岸保全区域において法第8条に記載された行為をしようとする者は、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

公共海岸のうち、海岸保全区域でない部分を、一般公共海岸というが、法第37条の4において、海岸管理者以外の者が一般公共海岸区域(水面を除く)内において、施設又は工作物を設けて当該一般公共海岸を占有しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

さらに法第37条の5においては、一般公共海岸区域内において記載された行為をしようとする者は、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

b. 都市計画関連法

1) 都市計画法

都市計画区域および準都市計画区域に立地するエネルギー施設については、都市計画法上の規制状況を確認することが必要である。

都市計画法では、都道府県が指定した「都市計画区域」あるいは、市町村は指定した「準都市計画区域」においては、建築物の建築や、そのために行なう土地の区画形質の変更(「開発行為」)に対して、以下の規制が行なわれる。

公的なものを除く「開発行為」をしようとする者は、原則として、都道府県知事の許可を受けなければならない(法第29条)。

都市計画区域においては、建築物の建築等に対して、以下の規制が行なわれる(法第8条の規制は、準都市計画区域にも適用される)。

- ① 区域区分に伴う規制：(法第7条)。
- ② 風致地区等、地域地区に伴う規制：(法第8条)(法第9条)(法第58条)
- ③ 市街地開発事業予定区域に伴う規制：(法第12条)(法第52条の2)
- ④ 都市計画施設等の区域に伴う規制：(法第11条)(法第53条)

⑤ 地区計画等の区域に伴う規制：(法第 12 条の 5) (法第 58 条の 2)

2) 都市公園法

都市に立地するエネルギー施設でその構造物の一部が都市公園内に設置される場合には、都市公園法の許可が必要となる。

同法によれば、都市公園に、公園施設以外の工作物その他の物件又は施設を設けて都市公園を占用しようとするときは、公園管理者の許可を得なければならない(法第 6 条)。

3) 景観法

わが国の都市、農山漁村等における良好な景観の形成を促進するため、景観計画の策定その他の施策を総合的に講ずることにより、国民生活の向上並びに国民経済及び地域社会の健全な発展に寄与することを目的として景観法が制定され、重点的に景観を保全するために、景観地区が指定され、厳しい規制が課されている。(2005 年 8 月現在、東京都江戸川区、沼津市、京都市、倉敷市の 4 箇所) エネルギー施設の立地計画に際して、今後、景観も重要な事前確認事項となると予想される。

景観法によれば、建築物の建設等の行為に対して、以下の規制が行なわれる。

① 景観計画区域に伴う規制：(法第 16 条) (法第 17 条)。

② 景観地区に伴う規制：(法第 62 条) (法第 63 条) (法第 64 条) (法第 72 条) (法第 73 条)

③ 準景観地区に伴う規制：(法第 74 条) (法第 75 条)。

4) 都市緑地法(旧「都市緑地保全法」)

都市計画区域に立地するエネルギー施設の計画に際しては、緑地保全地域および特別緑地保全地区の指定状況を確認することが必要である。

緑地保全地域においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、都道府県知事に届出をしなければしてはならないこととされている(法第 8 条)。特別緑地保全地区においては、それらの行為が、都道府県知事の許可を受けなければしてはならないこととされている(法第 14 条)。都道府県知事は、法第 8 条または第 14 条の規定に違反した者に、原状回復命令を出すことができる(法第 9 条)。

5) 首都圏近郊緑地保全法

首都圏に立地するエネルギー施設の計画に際しては、近郊緑地保全区域の指定状況を確認することが必要である。

近郊緑地保全区域内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、都道府県知事に届出をしなければしてはならないこととされている(法第 8 条)。近郊緑地特別保全

地区については、それに限定した行為の規制は規定されていない。

6) 近畿圏の保全区域の整備に関する法律

近畿圏に立地するエネルギー施設の計画に際しては、近郊緑地保全区域の指定状況を確認することが必要である。

近郊緑地保全区域内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、府県知事に届出をしなければしてはならないこととされている（法第9条）。尚、近郊緑地特別保全地区については、それに限定した行為の規制は規定されていない。

7) 生産緑地法

市街化区域内にある農地等に立地するエネルギー施設の計画に際しては、生産緑地地区の指定状況を確認することが必要である。

生産緑地法において、都道府県または市町村は、都市計画法で規定された市街化区域内にある農地等で法第3条に記載の要件のいずれかに該当するものについては、都市計画に生産緑地地区を定めることができる。

生産緑地地区内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、市町村長の許可を受けなければしてはならないこととされている（法第8条）。市町村長は、法第8条の規定に違反した者に、原状回復命令を出すことができる（法第9条）。

(4) 環境法上の許認可

a. 自然環境保全関連法

1) 自然環境保全法

自然環境保全法において、環境大臣が自然環境を保全することが特に必要な区域を、原生自然環境保全地域（法第14条）、自然環境保全地域（法第22条）として指定した地域においては、工作物の新築・改築・増築を始め、産業活動に必要な行為のほとんどが、環境大臣の許可なしではできないこととされている（法第17条、第25-28条）。両地域はエネルギー施設といわず、開発事業の対象となり難い地域と認識すべきである。

また、全ての都道府県が自然環境保全条例を制定し、都道府県自然環境保全地域を指定している。都道府県自然環境保全地域にも、国のものと同様の行為の規制がある。指定の目的から考えて、それらの地域における開発事業の実施は一般に困難であると考えられる。

2) 自然公園法

国立公園・国定公園においてエネルギー施設を建設するためには、自然公園法の許可を受けるか、届出を受理されなければならない。過去には、これらの手続を踏んで水力発電所、地熱発電所等のエネルギー施設が国立、国定公園内に建設された事例が多くあった。しかし近年の自然保護重視の世論の

高揚とそれに呼応した規制の強化の結果、特別地域と海中公園地区におけるエネルギー施設の新規開発は極めて困難となっている。普通地域についても、特別な事情がない限り、計画段階で極力回避しているのが現状である。

3) 瀬戸内海環境保全特別措置法

エネルギー施設の構造物が特定施設に該当する場合、一般地域では水質汚濁防止法に基づき届出によって設置することができるのに対し、瀬戸内海では知事の許可が必要であり、より厳しい規制が課される。また、海岸が自然海浜地区に指定されている場合、施設の建設には届出が必要である。

瀬戸内海環境保全特別措置法では、関係府県の区域（政令で定める区域を除く）において特定施設（水質汚濁防止法で定める「特定施設」またはダイオキシン類対策特別措置法で定める「水質基準対象施設」をいう）を設置しようとする者は、環境省令で定めるところにより、府県知事の許可を受けなければならない（法第5条）。特定施設の構造等の変更を行なおうとする場合も、府県知事の許可を受けなければならない（法第8条）。

また、関係府県は、条例で定めるところにより、瀬戸内海の内海及びこれに面する海面で、自然の状態が維持され、海水浴等のため公衆に利用されているものを、「自然海浜保全地区」に指定することができる（法第12条の7）。関係府県は、自然海浜保全地区内に工作物の新築、土地の形質の変更、鉱物の採掘、土石の採取その他の行為をしようとする者に必要な届出をさせ、必要な勧告又は助言をすることができる（法第12条の8）。

4) 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律

絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律（通称「種の保存法」）に基づき、指定種の個体の保護に関するものと指定種の生息地の保護に関するものについて開発事業に対する規制がなされている。開発事業の実施区域に国内・国際希少野生動植物種の生息地、渡来地等が含まれている場合、事業者はその種の保存のために何らかの対策（回避等）を行なう必要に迫られる。特に、事業が法的に環境影響評価の対象となる場合は、確実に何らかの対策を講じることが求められる。

5) 鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律

再生可能エネルギー施設の立地場所が鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律により指定された鳥獣特別保護地区に含まれている場合は、環境大臣または都道府県知事の許可を得なければならないと考えられるが、その許可の取得は一般に困難であるといわれる。特に、鳥獣特別保護地区の指定がラムサール条約指定湿地の保護の担保となっている場合等は、許可の取得は極めて困難であると考えられる。

b. 公害防止関連法

1) 環境基本法

再生可能エネルギー施設の事業に伴って環境影響評価を行なう場合には、対象事業実施区域の周辺地域の現況の一つとして環境基準の数値を確認することが必要である。また、施設の建設と運用の両段階において、事業の実施によって環境基準が満足されなくなるような環境影響を発生させないことを、対外的に説明できる計画としなければならない。

環境基本法は、環境のあるべき状態の目標値である「環境基準」を制定する条文を含んでいる。

2) 水質汚濁防止法

水質汚濁防止法によるエネルギー施設への規制は、「排出水の排出の規制」と「生活排水対策」の2領域に整理できる。

①排出水の排出の規制

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設（廃棄物発電所等）または工所用仮設備（骨材製造設備等）が特定施設に該当するか否かについて、十分な確認が必要である。法第2条に記載された要件を備える汚水または廃液を排出する施設を特定施設といい、これを設置する工場又は事業場（特定事業場）から公共用水域に排出される水を排水という。

排出水の汚染状態について、「排出基準」が定められる（法第3条）。排出基準は規制基準であり、これを満たさない排出水を排出することは禁止される（法第12条）。特定施設を設置しようとする者は、都道府県知事に届出をしなければならない（法第5条）。知事は届出の内容を審査し、特定施設の計画の変更または廃止を命ずることができる（法第8条）。

水質汚濁防止法施行令（政令）は数百種の工場設備を特定施設に指定しており、その中には「砕石業の用に供する水洗式破碎施設」「産業廃棄物処理施設」等が含まれる。

排出基準の具体的な対象物質・数値は、原則として環境省令で規定される。しかし都道府県が条例に基づき、環境省令の規定より厳しい基準を制定することが認められている（法第3条）ので、確認が必要である。

②生活排水対策

山間部等に立地する再生可能エネルギー施設事業計画策定に際しては、施設（発電所に便所・食堂が設置されている場合等）または工所用仮設備（作業員宿舎等）が本条の規定に該当するか否かについて、十分な確認が必要である。

生活排水を排出する者は、下水道法その他の法律の規定に基づき生活排水の処理に係る措置を採るべきこととされている場合を除き、公

共用水域の水質に対する生活排水による汚濁の負荷の低減に資する設備の整備に努めなければならない（法第 14 条の 6）。公共下水道の供用が開始されている地域においては、生活排水はその公共下水道に流入させなければならない（下水道法第 10 条）ので、本条の規定は、公共下水道がない地域において生活排水を排出する施設を対象としたものと考えられる。

3) 土壌汚染対策法

土壌汚染対策法は、過去の行為に起因する土壌の汚染の対策を主たる目的としており、将来実施される開発に伴う土壌の汚染を予防するための規制を定めていない。しかし、所有する土地の土壌が既に汚染されていることが判明した場合には、自分が原因者でなくても、また開発を行なうか否かに関係なく、汚染の除去等を命じられる可能性があり、開発も事実上できなくなる。従って、再生可能エネルギー施設の立地予定地が工場等の跡地である場合には、その土地の土壌汚染の有無について、十分な確認が必要である。

4) 騒音規制法

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設および工事用仮設備が特定施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

騒音規制法において規定された「特定施設」とは、工場又は事業場に設置される施設のうち、著しい騒音を発生する施設であって政令で定めるものである。

特定施設が発生する騒音の大きさについて、「規制基準」が定められており、市町村長は、指定地域内において規制基準を満足しない特定工場等に対して、改善勧告または改善命令を出すことができる（法第 12 条）。指定地域内に特定施設を設置しようとする者は、市町村長に届出をしなければならない（法第 6 条）。市町村長は届出の内容を審査し、特定施設の計画の変更を勧告することができる（法第 9 条）。

なお、騒音規制法に基づく騒音の規制は、発生源が指定地域内に存在することが前提となっており、近傍に人家が存在しない山間部に立地する施設やその建設工事には適用されないと考えられる。しかし、資材の搬入経路が指定地域に含まれている場合には、騒音に対する配慮が必要となる。

5) 振動規制法

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設および工事用仮設備が振動規制法において規定するところの特定施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

規制基準の具体的な数値は、原則として都道府県知事が定める。しかし市町村が条例に基づき、都道府県の基準より厳しい基準を制定することが認められている（法第 4 条）ので、確認が必要である。

(5) 教育・文化法上の許認可 [公法]

a. 文化財保護法

1) 指定文化財の保護

エネルギー施設の開発において文化財が問題になるのは、文化財保護法で指定された指定文化財が土地に結びついた有形物であり、それが事業の影響を受ける区域内に存在する場合である。指定文化財の種類と必要な法的手続は、表5. 1-2に示すとおりである。

表5. 1-2 エネルギー施設の開発に関係し得る指定文化財の現状変更手続き

文化財の大分類	指定文化財としての名称	具体例	現状変更等に必要 な手続	対応条文
有形文化財	国宝、重要文化財	建築物等、土地に固定されたもの	文化庁長官の許可	第43条
	登録有形文化財	同上	文化庁長官へ届出	第64条
民俗文化財	重要有形民俗文化財	同上	文化庁長官へ届出	第81条
記念物	史跡、名勝、天然記念物	遺跡、名勝地、動植物（生息地等を含む）、地質鉱物等	文化庁長官の許可	第125条
	登録記念物	同上	文化庁長官へ届出	第133条
文化的景観	重要文化的景観	景観法に基づき都道府県または市町村が指定した景観計画区域又は景観地区内にある文化的景観で特に重要なもの	文化庁長官へ届出	第139条
伝統的建造物群	伝統的建造物群保存地区（市町村が指定）	条例に基づいて指定するもの	政令の定める基準に従い、市町村が条例で定める	第143条

エネルギー施設の建設のために指定文化財の現状変更等を行なうことは、一般に非常に困難であると考えられ、計画段階で回避することが最も合理的な対策である（特に、単一の物件として存在する建築物、遺跡、自然景観、大木等は、それ1個しか存在しないから、現状変更等は現実には不可能）。

動植物の種が天然記念物に指定されている場合、その個体を殺傷・損傷しなくても、繁殖・生育に影響を及ぼすことが現状変更等と解される。これを避けるためには、環境影響評価の過程において十分な調査を行い、対象事業実施区域とその付近に指定された種の個体が生息しないことを確認する必要がある。万一指定された種の個体が生息していることが確認された場合、適切な影響低減策を実施することにより、事業の実施がその種の繁殖・生育に及ぼす影響は少ないことを対外的に説明し、事業の実施が現状変更等に該当しないとの判断を関係官庁から得ることが必要である。

2) 埋蔵文化財の保護

文化財保護法で定義された「周知の埋蔵文化財包蔵地」でエネルギー施設

の建設工事を施工する場合は、埋蔵文化財が発見される前から、届出が必要である。それ以外の地域で行なわれる工事の場合でも、埋蔵文化財が発見された場合は、工事を中断して、文化庁が行なう調査を受け入れなければならないことがある。

3) 世界遺産条約

日本の場合、世界遺産条約指定物件を保護するための法規制の種類は特定されていない。自然遺産の場合、実態としては、国立公園特別保護地区（自然公園法）、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域（自然環境保全法）、森林生態系保護地域（林野庁長官通達）、天然記念物（文化財保護法）等のうち2種類以上の指定が重複して行なわれている。これらの法律等で、世界遺産条約指定地をそうでない地より厳しく保護することを条文で規定したものはない。しかし、世界遺産条約の社会的影響力を考慮すれば、同条約の指定地は、エネルギー施設といわず、開発事業の対象となり難い地域と認識すべきであると考えられる。

b. 古都における歴史的風土の保存に関する特別措置法

歴史的風土保存区域の中では、工作物の新築・改築・増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、府県知事に届出をしなければ、してはならないこととされている（法第7条）。歴史的風土特別保存地区の中では、同様の行為が、府県知事の許可を受けなければしてはならないこととされている（法第8条）。以上から、京都市等においてエネルギー施設の事業を計画する場合は、この法律による規制の状況を確認する必要がある。

c. 明日香村における歴史的風土の保存及び生活環境の整備等に関する特別措置法

明日香村においてエネルギー施設の事業を計画する場合は、この法律による規制の状況を確認する必要がある。

5. 1. 2 各種再生可能エネルギーに特に関係が深い法規制と許認可手続き

(1) 風力発電

a. 航空法

再生可能エネルギー施設のうち風力発電所の風車と火力発電所の煙突・冷却塔等が関連すると考えられる。しかし、施設が空港の付近に立地する場合は、高さ60m以上の構造物を予定していなくても、事前調査が必要である。

地表又は水面から60m以上の高さの物件の設置者は、国土交通省令で定めるところにより、当該物件に航空障害灯を設置しなければならない(法第51条)。昼間において航空機からの視認が困難であると認められる煙突、鉄塔その他の国土交通省令で定める物件で地表又は水面から60m以上の高さのもの設置者は、国土交通省令で定めるところにより、当該物件に昼間障害標識を設置しなければならない(法第51条の2)。

法第49条の規制は、空港(法律用語では「飛行場」)の付近の土地にのみ適用されるが、法第51条と法第51条の2の規制は国内全域に適用される。詳細は国土交通省航空局電機機械課との調整が必要である。

b. 電波法

風力発電所の風車と火力発電所の煙突・冷却塔等のエネルギー施設の構造物として地表から31m以上の高さのものを計画する場合は、伝播障害防止区域の確認が必要である。同区域の規制を受ける構造物については、新設時だけでなく改築や修繕を行なう場合にも、届出が必要である。

c. 建築基準法

風車の高さが15mを越える場合、確認申請を提出し、構造計算および細目について審査を受ける必要があるので注意を要する。

d. 環境法関連

昨今、自然保護団体等により鳥類の構造物への衝突問題(バードストライク)が指摘されている⁽¹⁾。鳥類の生態は未解明な部分が多いため、本問題についての風力発電機の関与は不明であるが、最近、事業中止に追い込まれる事例も出てきているため⁽²⁾、今後、風力発電に対する環境規制の動向を見守る必要がある。

(2) 太陽光発電

a. 建築基準法

一般的に建築物の屋根に設置されることが多く、本体建物における建築基準法に基づく建築確認申請の中で審査されることになる。

また、建築物に付随しない単独の太陽光発電施設の場合は、架台を含めた工作物が高さによっては、建築基準法第88条に定める準用工作物にあたることとなり、確認申請を提出する必要があるため、注意を要する。

(3) 地熱発電

a. 温泉法

地熱発電所等の地熱エネルギー利用施設の原動力である熱水または水蒸気は、法第 2 条の規定に該当する。地熱エネルギー利用施設の調査のための調査井、エネルギー利用のための生産井は、法第 3 条の規定に該当する。従って、地熱エネルギー施設を新設する場合は、法第 3 条に基づき、都道府県知事の許可を受けなければならない。生産井は時間の経過に伴って機能が低下するので、ある期間において繰り返し掘削しなければならない。従って、施設の運転を継続するためには法第 9 条の許可が必要となる。

還元井（調査還元井を含む）の掘削は、温泉を湧出させるための掘削ではないので、法第 3 条、第 9 条の規定に該当しない。しかし都道府県の指導により、許可申請を必要とする場合がある。

地熱エネルギーを利用しない再生可能エネルギー施設は、一般に温泉法の規制を受けない。しかし、温泉を湧出させる目的以外の目的で土地が掘削されたことにより温泉の湧出量、温度又は成分に著しい影響が及ぶ場合には、都道府県知事は、その土地を掘削した者に対してその影響を防止するために必要な措置を講ずべきことを命ずることができる（法第 12 条）。従って、再生可能エネルギー施設の建設に伴って温泉の付近で地下の掘削を行なう場合は、慎重な事前調査が必要である。

b. 鉱業法

一般的に発電所等のエネルギー施設を建設するために他人が鉱業権を設定している土地を取得する場合で、その鉱業権を制限することになる場合は、鉱業法に基づき適正な補償によって鉱業権者の同意を得なければならない。特に地熱エネルギー施設は、小規模なものでも大深度まで地下を掘削することとなるので、既存鉱業権の有無について事前の確認が必要であると考えられる。

(4) 水力発電

a. 河川法

河川法では、一級河川（直轄河川は国土交通大臣管理、指定区間については、特定水利使用以外のものを都道府県知事が管理）、二級河川（都道府県知事管理）および準用河川（市町村長管理、二級河川に関する規定を準用）が適用河川となっている。法令によって指定された上流端と下流端以外の部分は河川法の適用を受けない普通河川と称され「国土交通省所管国有財産取扱規則」又は「地方公共団体条例」によって管理されている。

但し、普通河川に水力発電所を設置する場合には新たに河川指定を行う必要がある。

水力発電所の設置に際しては水利使用の許可を得ることが必要不可欠である。これは電気事業法以外の法令に基づく許認可の根幹をなすもので、一般に水利権と称されている。水利権とは、流水を特定の目的のために、排他的に独占的に、

また継続的に占有する権利であり、河川の流水を支配の対象として成立する物権的性格を有する公法上の権利で、河川管理者の特許によって成立するものをいう。

水力発電に係る水利権の内容（標準水利使用規則）は、(a)目的、(b)取水口等の位置、(c)取水量及び使用水量、(d)落差、(e)貯水量の最高限度および水位の最高限度、(f)取水の方法、(g)責任放流量、(h)取水又は貯留等の条件、(i)存続期間（水力発電は原則として30年、ただし、ダムのりの従属形は10年）からなっている。

水力発電所を設置するためには、河川法に基づく許可を得ることが不可欠である。水力発電所の設置に伴う主要な許可対象行為は、流水の占有と河川区域等の土地または区域の占有・現状変更が大別される。

①流水の占有（法第23条）

②土地または区域の占有・現状変更

河川法によって規制を受ける土地または区域には、以下のものがある。

①河川区域（法第6条）

②河川保全区域（法第54条）

③河川予定地（法第56条）

④河川立体区域（法第58条の2）

⑤河川保全立体区域（法第58条の3）

⑥河川立体予定区域（法第58条の5）

これらの土地または区域において許可が必要となる占有・現状変更の行為は、以下のとおりである。

①河川区域内の土地の占有（法第24条）

②河川区域内の土石の採取（法第25条）

③河川区域内での工作物の新築等（法第26条）

④河川区域内の土地の掘削等（法第27条）

⑤河川保全区域内での各種行為（法第55条）

⑥河川予定地内での各種行為（法第57条）

⑦河川保全立体区域内での各種行為（法58条の4）

⑧河川予定立体区域内での各種行為（法58条の6）

以上の許可は、水力発電所の規模に関係なく必要である。許可手続きの詳細は、NEF水力本部編（2002）中小水力発電ガイドブックに記載されている。

水力発電所以外の再生可能エネルギー施設でも、河川の流水の占有、河川法の規制を受ける土地または区域の占有・現状変更を伴う場合は、河川法の許可を受けなければならない。具体的には、熱媒体としての水を河川から取水する施設（温度差エネルギー等）、何らかの理由で河川法の規制を受ける土地に立地する施設等がこれに該当すると考えられる。

b. 砂防法

国土交通大臣が指定した砂防設備を要する土地又は治水上砂防のため一定の

行為を禁止若しくは制限すべき土地を一般に砂防指定地といい、砂防指定地においては、都道府県知事または国土交通大臣によって、一定の行為が禁止若しくは制限される。

禁止若しくは制限される行為のうち、主なものは次のとおりである。

- ①工作物の新築、改築、移転、除却
- ②土地の掘削、盛土、切土その他土地の形状の変更
- ③土石、砂礫、鉱物の採取、集積、投棄
- ④立木竹の伐採
- ⑤樹根、芝草、埋もれ木の採取

発電所等のエネルギー施設を建設するためには、一般にこれらの行為が不可避であるので、施設の立地場所が砂防指定地に含まれている場合は、都道府県知事または国土交通大臣の許可を得なければならない。砂防指定地は、河川の河道から背後の稜線まで全面的に指定されている場合が多いので、河川から離れて立地する施設であっても、砂防法の許可が必要となる可能性がある。

c. 水産資源保護法

水産資源保護法の中でエネルギー施設の事業を規制する規定は、「保護水面」内における工事の制限に係る部分である。

保護水面とは、水産動物が産卵し、稚魚が成育し、又は水産動植物の種苗が発生するのに適している水面であって、その保護培養のために必要な措置を構すべき水面として都道府県知事又は農林水産大臣が指定する区域をいう（法第 14 条）。

発電所等のエネルギー施設を建設するために保護水面内で埋立、浚渫等の工事を行なう場合は、事実上全て、都道府県知事又は農林水産大臣の許可が必要となる。保護水面に関する工事の許可を得ることは、一般に困難であるとされている⁽³⁾。

d. 漁業法

発電所等のエネルギー施設を建設するために河川または海の区域の水環境に影響を及ぼす場合は、その区域に設定された漁業権を制限しまたは消滅させることになるので、適正な補償によって漁業権者の同意を得なければならない。

(5) バイオマス発電、廃棄物発電

a. 大気汚染防止法

大気汚染防止法施行令（政令）は 32 種の工場設備をばい煙発生施設に指定しており、その中には「ボイラー」「廃棄物焼却炉」等が含まれる。一般粉じん発生施設としては、「鉱物または土石の堆積場」「破碎機及び磨砕機」等が指定されている（特定粉じん発生施設としては、石綿を含有する製品の製造の用に供する施設のみが指定されている）。従って、廃棄物発電、バイオマス発電等、火力発電の一種である再生可能エネルギー施設は、ばい煙発生施設に該当し、関連する

法規制の対象となる。また一般に、再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設または工事用仮設備がばい煙発生施設または一般粉じん発生施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

b. 消防法

エネルギー施設の事業については、「危険物」、「指定可燃物」に関する規定が非常に関連深い。

危険物とは、法別表第1に定める物質で、以下の6類に分類される。

- 第1類：酸化性個体（塩素酸塩類等 11 品名）
- 第2類：可燃性固体（硫化リン等 9 品名）
- 第3類：自然発火性物質及び禁水性物質（カリウム等 12 品名）
- 第4類：引火性液体（特殊引火物、第1石油類、アルコール類、第2石油類、第3石油類、第4石油類、動植物油類）
- 第5類：自己反応性物質（有機過酸化物等 11 品名）
- 第6類：酸化性液体（過塩素酸等 5 品名）

指定可燃物とは、以下の要件に該当する物質である（法第9条の4）。

- ① 政令で定める数量（「指定数量」）未満の危険物
- ② わら製品、木毛その他の物品で、火災が発生した場合にその拡大が速やかであり、又は消火の活動が著しく困難となるものとして政令で定めるもの

②の要件は、表5. 1-3に記載した品名・数量に該当することである（危険物の規制に関する政令別表第4）。

表5. 1-3. 危険物以外の指定可燃物

品名	数量
綿花類	200kg 以上
木毛及びかんなくず	400kg 以上
ぼろ及び紙くず	1000kg 以上
糸類	1000kg 以上
わら類	1000kg 以上
可燃性固体類	3000kg 以上
石炭・木炭類	10000kg 以上
可燃性液体類	2m ³ 以上
木材加工品及び木くず	10m ³ 以上
合成樹脂類（発泡させたもの）	20m ³ 以上
〃（その他のもの）	3000kg 以上

以上のように、化石・非化石を問わず、炭素化合物である固体・液体の燃料は

全て、その前段階であるバイオマスは大部分が、危険物または指定可燃物に該当する。RDFは、2004年7月に指定可燃物に指定された⁴⁾。

従って、バイオマスまたは廃棄物を燃料とする再生可能エネルギー発電所、その燃料の製造施設は、危険物と指定可燃物に関する消防法の規制の対象となる。主な規制は次のとおりである。

- 1) 指定数量以上の危険物は、貯蔵所以外で貯蔵してはならず、製造所、貯蔵所、取扱所以外で取り扱ってはならない（法第10条）。製造所、貯蔵所、取扱所の位置、構造及び設備の技術上の基準は、政令で規定される。
- 2) 製造所、貯蔵所、取扱所を設置しようとする者は、政令で定めるところにより、市町村長、都道府県知事または総務大臣の許可を受けなければならない（法第11条第1項）。製造所、貯蔵所、取扱所の位置、構造若しくは設備を変更したときは、市町村長の検査を受けなければならない（法第11条第5項）。
- 3) 製造所、貯蔵所、取扱所で貯蔵し、又は取り扱う危険物の品名、数量等を変更しようとする者は、市町村長に届出をしなければならない（法第11条第4項）。
- 4) 指定可燃物その他指定可燃物に類する物品の貯蔵及び取扱いの技術上の基準は、市町村条例で定める。指定可燃物その他指定可燃物に類する物品を貯蔵し、又は取り扱う場所の位置、構造及び設備の技術上の基準は、市町村条例で定める（法第9条の4）。

c. 悪臭防止法

バイオマス等、悪臭を発生させる可能性がある物質を伴うエネルギー施設の事業計画策定に際しては、悪臭防止法に基づく悪臭の規制について、確認が必要である。

悪臭防止法に基づく悪臭の規制は、発生源が指定地域内に存在することが前提となっており、近傍に人家が存在しない山間部に立地する施設やその建設工事には適用されないと考えられる。指定地域内においては、事業場を設置することに対する事前の規制がない一方で、全ての事業活動が規制対象となる。

d. 廃棄物の処理及び清掃に関する法律

廃棄物発電およびバイオマス発電の事業を行なうために必要となる、廃棄物処理法に基づく許可は、一般に表5. 1-4に示すようになると考えられる。

表 5. 1 - 4 廃棄物処理法に基づく廃棄物発電およびバイオマス発電の許可

事業実施に係る行為	必要な許可		
	廃棄物発電		バイオマス発電
	廃棄物の直接燃焼	RDF 発電	
施設の設置	一般廃棄物処理施設の設置 または 産業廃棄物処理施設の設置	一般廃棄物処理施設の設置 または 産業廃棄物処理施設の設置	なし
燃料の製造	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（収集運搬）	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（再生）	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（再生）（廃棄物であるバイオマスを使用する場合）
焼却灰、発酵残渣等の処理	産業廃棄物処理施設の設置（自ら処理する場合） または 産業廃棄物処理業者への委託	同左	同左

廃棄物処理法は、廃棄物処理施設の設置の許可手続きの一環として、「生活環境影響評価」を行わなければならないことを規定している。生活環境影響評価については、5. 2を参照のこと。

e. 建築基準法

サイロあるいはごみ焼却場等の工作物で確認申請が必要となると思われる。

5. 2 再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント

5. 2. 1 環境アセスメントを要求する法制度の概要

(1) 日本における環境影響評価制度の現況

環境影響評価（環境アセスメント）とは、「事業者が、対象事業が環境に与える影響について自ら調査、予測、評価を行い、その結果に基づき環境保全措置を検討する事により、その事業計画を環境保全上より望ましいものとしていく仕組み」である。

環境影響評価法および環境影響評価条例に基づく環境影響評価は、以下のような条件に該当する事業に対して義務づけられる。

- a. 規模が大きく、環境に及ぼす影響が大きくなるおそれがあること。
- b. その実施が、各特別法の規定に基づき、免許、特許、許可、認可若しくは承認又は届出の対象となっていること。

すなわち、環境影響評価は、その事業を規制する特別法に基づく許認可を得るための、前段階の手続きである。たとえば水力発電所の事業の場合は、図5. 2-1のようになっている。

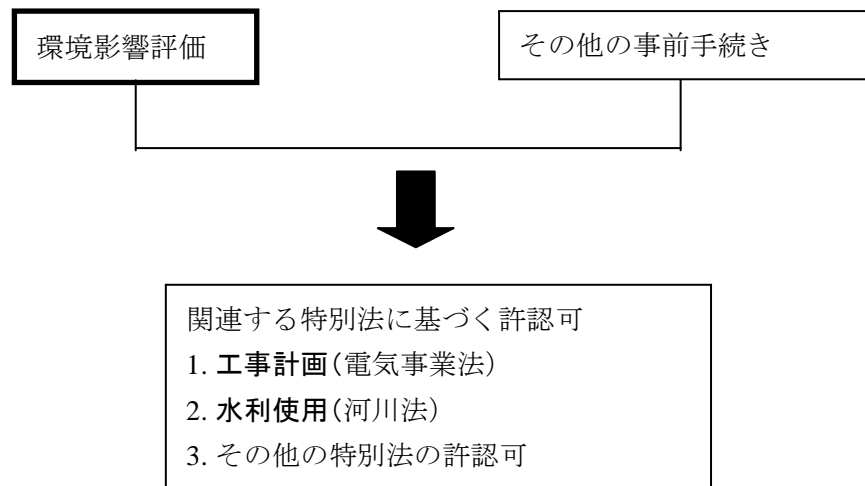


図5. 2-1 環境影響評価と特別法の許認可の関係

都道府県、政令指定都市の環境影響評価条例が対象とする事業は、多くの場合、環境影響評価法のそれと同種で、より規模の小さい事業となっている。しかし、福島県が風力発電所を対象事業としているように、環境影響評価法が対象としていない事業を対象に加えている自治体もある。一例として表5. 2-1に、環境影響評価法と都道府県環境影響評価条例に基づく、環境影響評価の対象となる水力発電所と風力発電所の規模の差異を示す。

表 5. 2-1 環境影響評価が必要（スクリーニング対象）となる発電所の規模⁽³⁾

発電所種別	環境影響評価法	都道府県環境影響評価条例
水力発電所	22.5MW 以上	全ての規模の水力発電所がスクリーニング対象。（神奈川県、三重県）
		各自治体により異なるが、2MW～30MW の範囲でスクリーニング対象となる規模要件が設定されている。（その他 36 都道府県）
		「水力発電所の設置又は変更の事業」が条例の対象外。（9 県）
風力発電所	なし	7MW 以上の規模の風力発電所については環境影響評価が必要。（福島県）
		条例の対象外。（その他 46 都道府県）

一般に、環境影響評価法または環境影響評価条例に基づく環境影響評価が終了すれば、事業者は各特別法に基づく許認可手続きに進むことができる。しかし、公有水面埋立法、廃棄物の処理及び清掃に関する法律等の一部の特別法については、許認可手続きの一環として環境影響評価が義務付けられている。そのような特別法として、以下のものがある。

- a. 公有水面埋立法に基づく環境影響評価（通称「埋立申請アセス」）
- b. 廃棄物処理法に基づく生活環境影響調査（通称「生活環境アセス」）
- c. 自然公園法に基づく環境影響評価（通称「自然公園アセス」）
- d. 国有林野内の開発に伴う環境影響評価（通称「国有林野アセス」）

すなわち、これらの特別法の許認可を要する事業に対しては、環境影響評価法・条例に基づく環境影響評価に加えて、その特別法に基づく環境影響評価制度が並立し、一つの事業に対して複数の環境影響評価が義務づけられる状況となっている。

さらに、企業の社会的責任が重視されるようになった昨今、ある程度の規模の開発を行う場合は、たとえそれが全ての法律・条例に照らして環境影響評価の対象にならない場合でも、事業者が自主的に環境影響評価を行い、説明責任を果たすことが通例となっている。

(2) 環境影響評価法

a. 制度適用の対象

発電所の事業のうち、環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となるものは、表 5. 2-2 に示すとおりである（環境影響評価法施行令別表第 1）。第 1 種事業は、無条件で環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となる。第 2 種事業は、知事意見を勘案して、環境影響評価手続きを実施すべきか否かを、経済産業大臣が個別に判定（スクリーニング）する。

表5. 2-2 法アセスの対象となる発電所の事業

発電所事業の種類	第1種事業の要件	第2種事業の要件
水力発電所の設置	イ. 出力 30MW 以上	出力 22.5MW 以上 30MW 未 満で、左列ロ. に該当しない もの
	ロ. 出力 22.5MW 以上 30MW 未満で、発電所事 業者自身による大規模ダ ム新築等を伴うもの	(なし)
水力発電所の変更	ハ. 出力 30MW 以上の発電 設備の新設を伴うもの	出力 22.5MW 以上 30MW 未 満の発電設備の新設を伴い、 左列ニ. に該当しないもの
	ニ. 出力 22.5MW 以上 30MW 未満の発電設備の 新設を伴い、かつ発電所 事業者自身による大規模 ダム新築等を伴うもの	(なし)
ダム・堰・湖沼施設	湛水面積 100ha 以上	湛水面積 75~100ha
火力発電所の設置	ホ. 出力 150MW 以上	出力 112.5MW 以上 150MW 未満
火力発電所の変更	ヘ. 出力 150MW 以上の発電 設備の新設を伴うもの	出力 112.5MW 以上 150MW 未満の発電設備の新設を伴 うもの
地熱発電所の設置	ト. 出力 10MW 以上	出力 7.5MW 以上 10MW 未 満
地熱発電所の変更	チ. 出力 10MW 以上の発電 設備の新設を伴うもの	出力 7.5MW 以上 10MW 未 満の発電設備の新設を伴う もの
原子力発電所の設置	リ. 全て	(なし)
原子力発電所の変更	ヌ. 発電設備の新設を伴うも の全て	(なし)

水力発電所の設置または変更の事業が、発電所事業者以外の者による大規模ダム新築等を伴う場合、当該大規模ダム新築等に係る部分は、発電所の環境影響評価の対象から除外される（環境影響評価法施行令別表第1）。

発電所の設置の事業に公有水面埋立が含まれる場合、埋立も含めて環境影響評価法の環境影響評価の対象となる。ただし、その埋立が埋立単独で環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となる場合には、環境影響評価法に基づく発電所の環境影響評価から、その埋立に係る部分が除外される（環境影響評価法施行令第1条、同第6条）。これらの場合、ダム・埋立はダム・埋立の事業として、別途法アセスの対象となる。

b. 環境影響評価の内容と手順

環境影響評価法に基づく環境影響評価は、①第二種事業のスクリーニング、②環境影響評価方法書、③環境影響評価、④環境影響評価準備書、⑤環境影響評価書、の5段階から構成される（図5. 2-2）。

①第二種事業のスクリーニング

原子力発電所は全て第一種事業であるが、水力、火力、地熱発電所は、その規模によっては第二種事業に該当する。第二種事業をしようとする者は、主務大臣等に届出を行い、環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象とするか否かのスクリーニングを受けなければならない（法第4条）。発電所事業の場合、この届出書には、経済産業省令で定める簡易な方法により環境影響評価を行なった結果を記載しなければならない（電気事業法第46条の3）。この手続きを「簡易な方法による環境影響評価」という。「簡易な方法による環境影響評価」の評価項目は、電気事業法施行規則（第61条の2）によって規定される。

②環境影響評価方法書

事業者は、対象事業に係る環境影響評価を行なう方法（調査、予測及び評価に係るもの）について、環境影響評価方法書を作成しなければならない（法第5条）。方法書の内容は、国民の意見と都道府県知事の意見を踏まえ、主務大臣（発電所の場合は経済産業大臣）の審査を経て確定する。

③環境影響評価

事業者は、環境影響評価書に記載された評価項目、調査・予測・評価手法に基づき、環境影響評価を行なわなければならない（法第12条）。

④環境影響評価準備書

事業者は、環境影響評価を行なった後、その結果について環境の保全の見地からの意見を聴くための準備として、環境影響評価準備書を作成しなければならない（法第14条）。環境影響評価準備書には、環境影響評価の結果を評価項目ごとにとりまとめた内容と、事業者が取ろうとする環境の保全のための措置等が記載される。環境影響評価準備書の内容は、国民の意見と都道府県知事の意見を踏まえ、主務大臣の審査（発電所の場合、経済産業大臣は、審査に際して環境大臣の意見を聴く）を経て確定する。

⑤環境影響評価書

事業者は、環境影響評価準備書に対する都道府県知事の意見等を踏まえ、準備書の内容を検討し、必要な修正を行い、環境影響評価書を作成しなければならない（法第21条）。環境影響評価書の内容は、都道府県知事、市町村長、環境大臣の意見を踏まえ、主務大臣の審査を経て確定する。内容が確定した評価書は、公告縦覧に供され、それを以って環境影響評価の手続きが完了する。

⑥電気事業法の許認可

発電所の事業の場合、環境影響評価手続きの完了によって、事業者は工事計画認可（届出）の手続きに進むことができる。事業者が、環境影響評価

書に記載された環境保全対策を実行することは、工事計画の内容が環境影響評価書の記載に合致していることを審査することによって担保される。

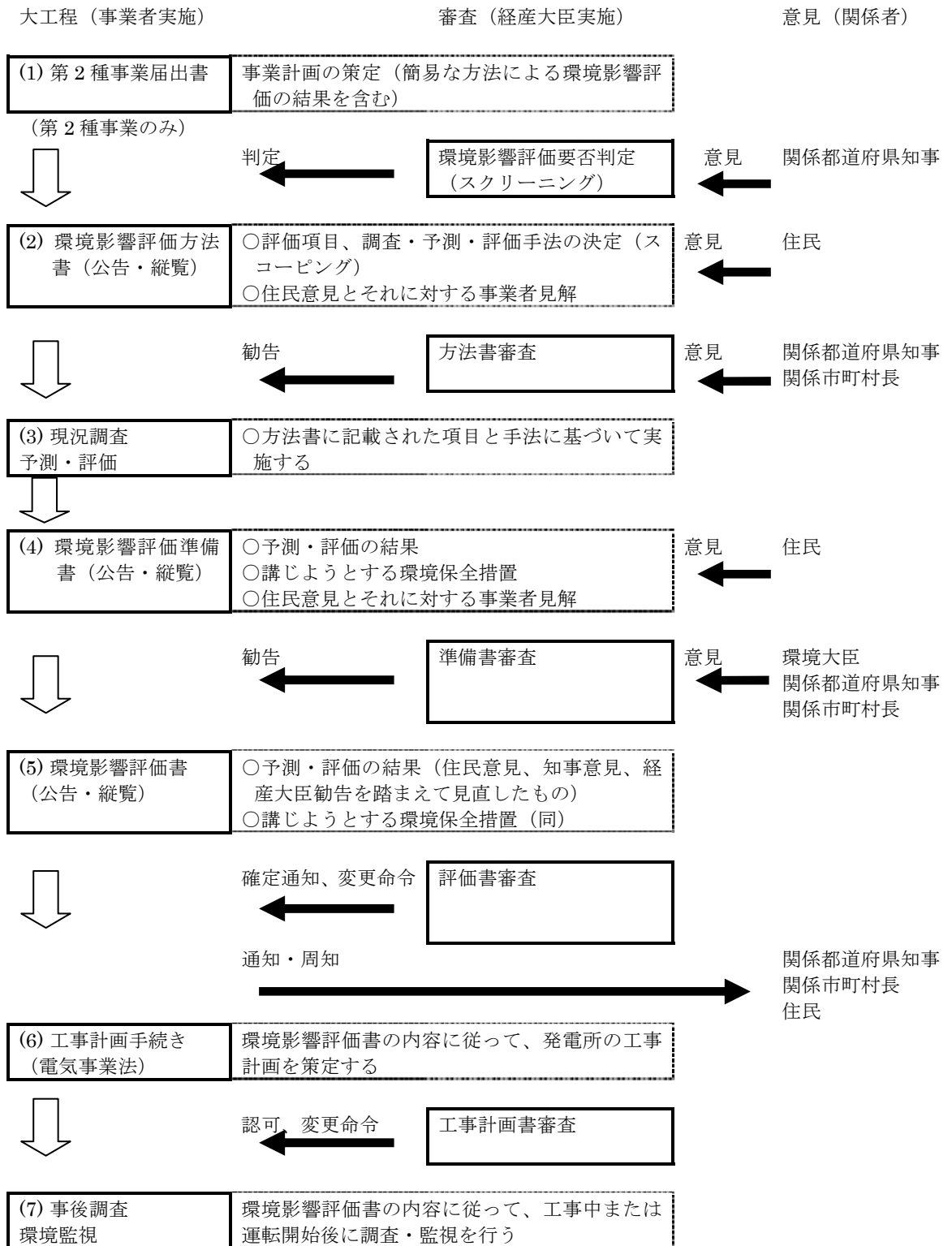


図5. 2-2 環境影響評価法に基づく発電所の環境影響評価の手順

(3) 公有水面埋立法 [埋立申請アセス]

a. 制度適用の対象

発電所を建設する土地を公有水面の埋立によって確保する場合は、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価とは別に、埋立に係る環境影響評価も実施しなければならない。

b. 環境影響評価の内容と手順

①内容

埋立免許を取得するために免許権者に提出する願書には、添付図書の一つとして、「環境保全に関し講じる措置を記載した図書」を添付しなければならない（施行規則第3条第8号）。この図書（通称「埋申環境保全図書」）には、単に出願人が最終的に講じることとした環境保全措置だけでなく、その内容を決定する前提となった環境影響評価そのものも記載しなければならない。

埋立に関する環境影響評価とは、埋立にあたって出願人が当該埋立に係る1)埋立に関する工事、2)埋立地の存在、3)埋立地の用途に従った利用、の3項目について、公害の防止及び自然環境の保全に及ぼす影響の程度と範囲、その防止対策について、代替案の比較も含め、評価することである。埋立地そのものだけでなく、その上に建設される施設も対象とされる点が、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価との重要な相違点である。

埋申環境保全図書の記載内容は法に規定されていなく、日本港湾協会の「公有水面埋立実務便覧」に従うことが慣習となっている。

②手順

免許権者は、埋申環境保全図書を含む願書を審査し、免許を行うか否かを決定する。この際免許権者は、1)一般公衆への告示・縦覧、2)利害関係者からの意見の聴取、3)関係市町村長の意見聴取、4)関係行政機関の意見聴取を行わなければならない。

埋立の内容が公有水面埋立法施行令第32条の規定に該当する場合（特定重要港湾での埋立、面積50haを超える埋立等）は、免許権者は、国土交通大臣の認可を得なければ免許を行うことができない。国土交通大臣は、この認可を行うために、環境大臣の意見を聴かなければならない。

(4) 自然公園法 [自然公園アセス]

自然公園法第13条（特別地域）、第14条（特別保護地区）、第24条（海中公園地区）の各第3項は、それぞれの区域内において制限される行為を規定する。発電所構造物の新設や、それに伴う環境の改変行為のほとんどは、それらの行為に該当する。

自然公園法第13、14、24条で制限される行為を行うためには、環境大臣（国立公園）または都道府県知事（国定公園）の許可を得なければならない。この許

可を求めるための申請書の記載事項は、自然公園法施行規則第 10 条（特別地域、特別保護地区及び海中公園地区内の行為の許可申請書）に規定されている。

自然公園法施行規則第 10 条において、申請に係る行為が大規模である場合に、通常の許可申請書の内容に加えて、「記載した書類を添えなければならない」事項が規定している。これらの事項を確認するために行われる調査と予測・評価を、「事前の総合調査」、「自然公園アセス」等と通称している。

なお、自然公園法施行規則第 10 条では、申請に係る行為が大規模であることの定義を規定している。また、自然公園法第 13、14、24 条の各第 4 項は、上記の行為が、環境省令で定める基準に合致しないものであれば、許可されないことを規定している。その「基準」は、自然公園法施行規則第 11 条（特別地域、特別保護地区及び海中公園地区内の行為の許可基準）に規定されている。

自然公園法施行規則第 11 条の規定を補完するため、「自然公園法の行為の許可基準の細部解釈及び運用方法について」（2000 年 8 月 7 日、各都道府県知事あて環境庁自然保護局長通知）が通知されている。

（5）廃棄物の処理及び清掃に関する法律（生活環境アセス）

a. 制度適用の対象

生活環境影響調査は、許可を要する全ての廃棄物処理施設について実施が義務づけられる。発電所の設置の事業が、廃棄物処理施設の設置でもあるとみなされる場合は、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価とは別に、生活環境影響調査も実施しなければならない。具体的には、次の 2 通りの場合がこれに該当する。

- ① 廃棄物発電所：一般廃棄物または産業廃棄物の「焼却施設」（処理施設の 1 種）として、法第 8 条第 1 項または第 15 条第 1 項が定める要件に該当する（施行令第 5 条または第 7 条）。
- ② 火力発電所の灰捨場：発電所の燃料の燃焼によって灰が発生する場合、それは産業廃棄物に該当する（施行令第 2 条）。灰捨場は、その灰の「埋立処分の用に供される場所」であるから、産業廃棄物の「最終処分場」（処理施設の 1 種）として、法第 15 条第 1 項が定める要件に該当する（施行令第 7 条）。

b. 環境影響評価の内容と手順

生活環境影響調査の具体的方法は、厚生省水道環境部廃棄物法制研究会監修（1998）「廃棄物処理施設生活環境影響調査指針の解説」に詳細に解説されている。ここでは、同書に基づいて、調査の内容と手順の概要を紹介する。

生活環境影響調査の手順と調査事項は、それぞれ図 5. 2-3 と表 5. 2-3 に示すとおりである。

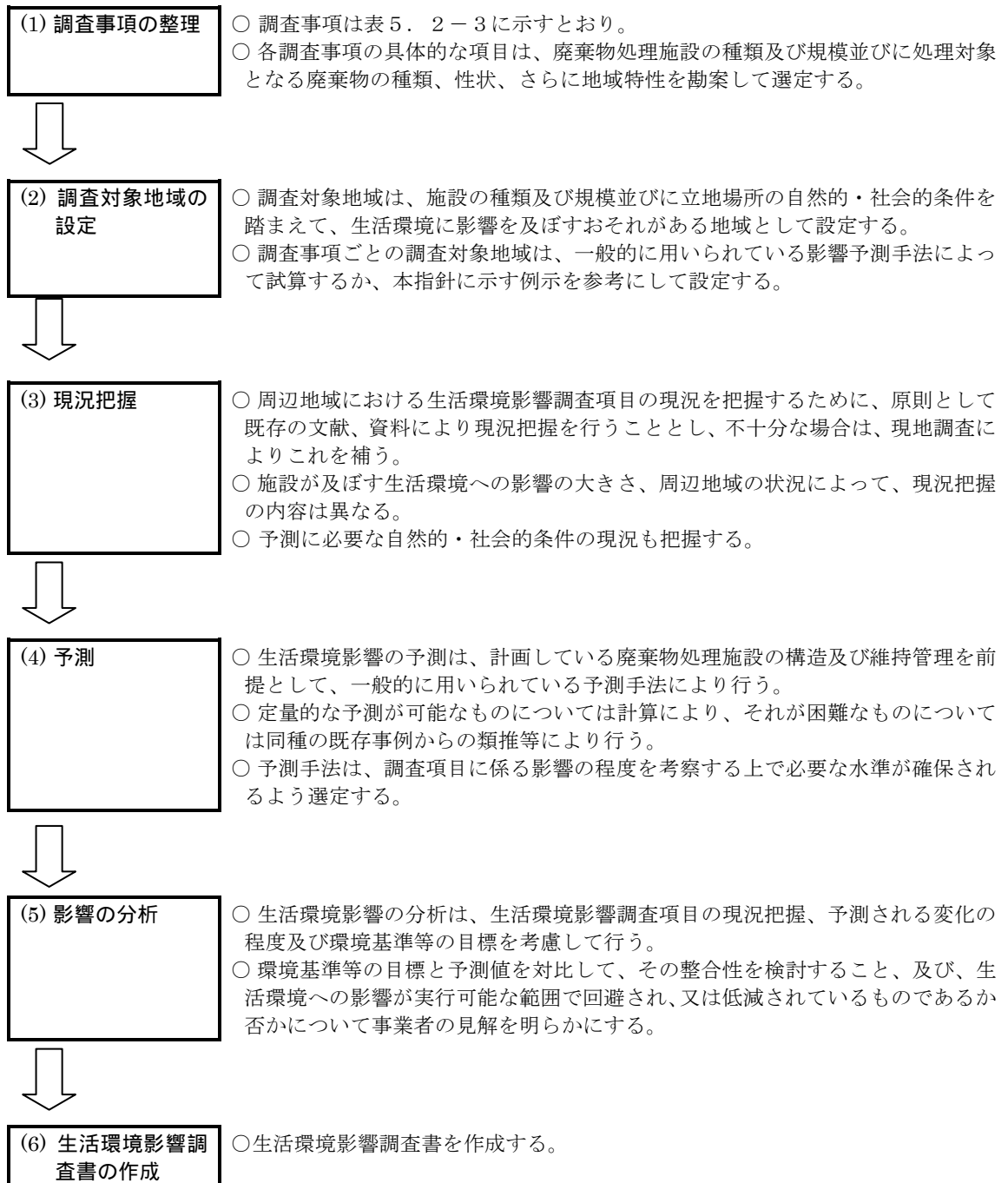


図 5. 2-3 生活環境影響調査の手順
(厚生省水道環境部廃棄物法制研究会監修、1998)

表5. 2-3 生活環境影響調査の調査事項
(厚生省水道環境部廃棄物法制研究会監修、1998)

(1) 焼却施設の生活環境影響調査

生活環境影響要因	生活環境影響調査項目
○ 煙突排ガスの排出	・ 大気汚染 (SO ₂ 、NO ₂ 、SPM、HCl、ダイオキシン類、その他必要な項目) ・ 悪臭 (特定悪臭物質濃度、臭気指数 (臭気濃度)、または臭気強度)
○ 施設排水の排出	・ 水質汚濁 (BOD または COD、SS、その他必要な項目)
○ 施設の稼働	・ 騒音 (騒音レベル) ・ 振動 (振動レベル)
○ 施設からの悪臭の漏洩	・ 悪臭 (特定悪臭物質濃度、臭気指数 (臭気濃度)、または臭気強度)
○ 廃棄物運搬車両の走行	・ 大気汚染 (NO ₂ 、その他必要な項目) ・ 騒音 (騒音レベル) ・ 振動 (振動レベル)

(2) 最終処分場の生活環境影響調査

生活環境影響要因	生活環境影響調査項目
○ 施設からの浸透水の流出、又は浸出液処理設備からの処理水の放流	・ 水質汚濁 (BOD または COD、T-P、T-N、その他必要な項目)
○ 施設 (浸出液処理設備) の稼働	・ 騒音 (騒音レベル) ・ 振動 (振動レベル)
○ 埋立作業	・ 大気汚染 (粉塵等) ・ 騒音 (騒音レベル) ・ 振動 (振動レベル)
○ 施設 (埋立地) からの悪臭の発生	・ 悪臭 (特定悪臭物質濃度、臭気指数 (臭気濃度)、または臭気強度)
○ 廃棄物運搬車両の走行	・ 大気汚染 (粉塵等、その他必要な項目) ・ 騒音 (騒音レベル) ・ 振動 (振動レベル)

c. 環境影響評価後の許可手続き

都道府県知事は、生活環境影響調査の結果を含む廃棄物処理施設の設置許可申請書を審査し、許可を与えるか否かを決定する。この審査の際に知事は、関係市町村長等の意見を聴かなければならない。知事は許可に条件を付することができ、許可後であっても当該廃棄物処理施設の維持管理等の状況を調査し、必要に応じて改善命令、許可の取消し等の処分を行うことができる。これらの許可手続きの

概要を、表5. 2-4と図5. 2-4に示す。

表5. 2-4 廃棄物処理施設の設置許可手続き

許可手続き	廃棄物処理法の関連条文	
	一般廃棄物処理施設	産業廃棄物処理施設
申請書（生活環境影響調査書を含む）の告示、公衆への縦覧	第8条第4項	第15条第4項
関係市町村長の意見聴取	第8条第5項	第15条第5項
利害関係住民の意見聴取	第8条第6項	第15条第6項
申請内容の審査	第8条の2第1項	第15条の2第1項
①技術上の基準（環境省令）への適合	同項第1号	同項第1号
②周辺地域の生活環境への配慮	同項第2号	同項第2号
③申請者の計画遂行能力	同項第3号	同項第3号
④申請者の適格性	同項第4号	同項第4号
専門的知識を有する者の意見聴取	第8条の2第3項	第15条の2第3項
生活環境の保全上必要な条件（付すことができる）	第8条の2第4項	第15条の2第4項
使用前検査（申請書に記載された計画に適合していることを確認）	第8条の2第5項	第15条の2第5項
設置後の維持管理状況の記録及び閲覧	第8条の4	第15条の2の3
環境省令で定める条件に該当する最終処分場の維持管理積立金の積立	第8条の5	第15条の2の3
廃棄物処理施設の構造・維持管理が技術上の基準、申請書に記載された計画等に反する場合の処分	第9条の2（改善命令） 第9条の2の2（許可取消し）	第15条の2の6（改善命令） 第15条の3（許可取消し）
最終処分場の廃止の際の、都道府県知事の確認	第9条第5項	第15条の2の5

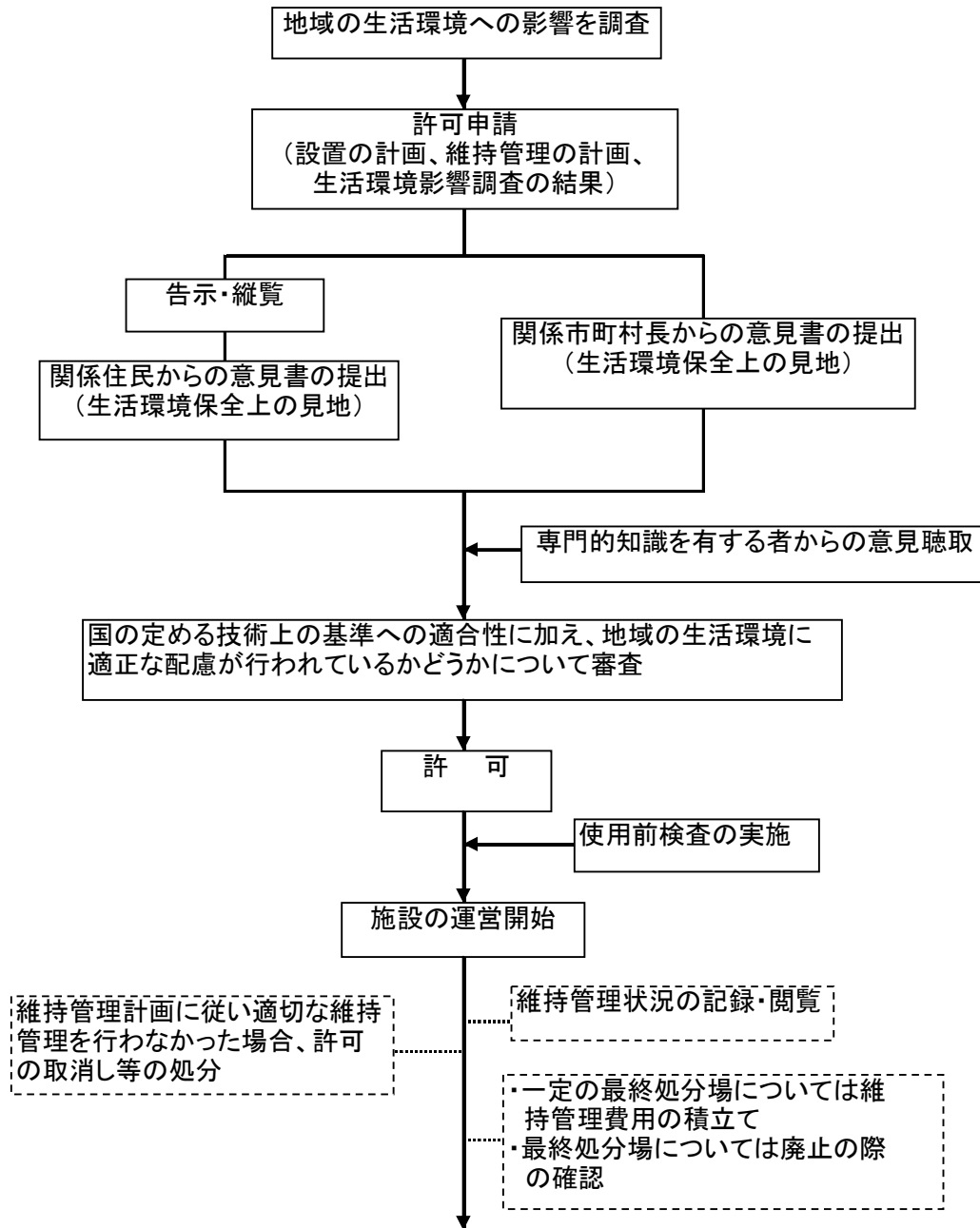


図5. 2-4 廃棄物処理施設の設置許可手続き（厚生省水道環境部廃棄物法制研究会監修、1998）

(6) 国有林野における大規模開発事業に係る森林施業等への影響調査（国有林野アセス）

林野庁の各森林管理局（旧営林局）は、国有林野における大規模開発行為の計画に際し、事業者に対し、森林施業、自然環境の保全等への影響について調査、予測及び評価並びに、これら影響に対する必要な措置の検討を義務付けている。これが、「国有林野アセス」と通称される制度であるが、1999年に環境影響評価法が

全面施行され、各都道府県においても環境影響評価条例が制定（または環境影響評価法にならって全面改正）されたため、国有林野アセス制度の必要性は少なくなった。このため各森林管理局は、国有林野アセス制度を定めた通達を廃止しつつあり、近い将来国有林野アセス制度はなくなると予想される。

5. 2. 2 各種再生可能エネルギーの環境影響評価項目と予測評価手法

(1) 環境影響評価法・条例に基づく評価項目

a. 参考項目（旧「標準項目」）と選定項目

第一種事業および、スクリーニングで環境影響評価が必要と判定された第二種事業の事業者は、環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なう。この際の評価項目の選定方法は、「発電所の設置又は変更の工事に係る環境影響評価の項目並びに当該項目に係る調査、予測及び評価を合理的に行なうための手法を選定するための指針、環境の保全のための措置に関する指針等を定める省令」（通称「発電所アセス省令」）によって規定される。

参考項目は、発電所アセス省令の別表第一（水力発電所）、別表第二（火力発電所）、別表第三（原子力発電所）、別表第四（地熱発電所）に規定されている。このうち別表第三を除く3者を、表5. 2-5～表5. 2-7に引用した。これらの表において下線を付した部分は、2005年度の発電所アセス省令改正によって変更または追加された部分である。これらの表では、列方向に環境要因が、行方向に環境要素が配列されており、行と列の交差する昇目に「○」が記載されているものが、参考項目を示す。

個別の発電所事業の環境影響評価の評価項目は、選定項目である。選定項目は、必ずしも参考項目と一致する必要はなく、参考項目の一部を選定しないことも許されている（発電所アセス省令第7条第4項）が、事業者はその選定理由を合理的に説明できなければならない（発電所アセス省令第7条第5項、同第7項）。環境影響評価を行なう過程で、項目の選定に係る新たな事情が生じたときは、選定項目を見直さなければならない（発電所アセス省令第7条第6項）。

b. 水力発電所の参考項目

水力発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表5. 2-5に示す。小水力発電所の環境影響評価には、これらの参考項目が準用可能であると考えられる。「小水力発電所」という語は、RPS法では1MW以下のものを意味し、一般的な用語としても22.5MW以上のものを意味することは少ないので、小水力発電所の事業で環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なうことは少ないと考えられるが、対象とされた場合は、条例に規定された、表5. 2-5に示すものに類似した参考項目を勘案して、評価項目を選定することになると考えられる。

表5. 2-5 水力発電所の事業の環境影響評価の参考項目（発電所アセス省令別表第1）

環境要素の区分			環境要因の区分			工事の実施			土地又は工作物の存在及び供用		
			大気環境	水環境	その他の環境	工事用資材等の搬出入	建設機械の稼動	造成等の施工による一時的な影響	地形変化及び施設 の存在	貯水池の 存在	河川の 取水
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	大気環境	大気質	窒素酸化物	○							
			粉じん	○							
		騒音	騒音	○	○						
		振動	振動	○	○						
	水環境	水質	水の汚れ						○	○	
			富栄養化						○		
			水の濁り			○			○		
			溶存酸素量						○		
			水素イオン濃度			○					
			水温						○		
その他の環境	地形及び地質	重要な地形及び地質					○	○			
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物	重要な種及び注目すべき生息地				○		○			
	植物	重要な種及び重要な群落				○		○			
	生態系	地域を特徴づける生態系				○		○			
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観					○	○			
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場		○			○	○	○		
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等	産業廃棄物				○					

c. 火力発電所の参考項目

火力発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表5. 2-6に示す。バイオマス発電所と廃棄物発電所の環境影響評価には、これらの参考項目が準用可能であると考えられる。環境影響評価法で第二種事業に該当する火力発電所の規模の下限は112.5MWであり、従来日本で建設されているバイオマス・廃棄物発電所の規模はこれより小さいので、バイオマス・廃棄物発電所の事業で環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なうことは少ないと考えられる。しかし、自主的な環境影響評価を行なう場合は、表5. 2-6に示す参考項目を勘案して、評価項目を選定することになると考えられる。都道府県の環境影響評価条例に基づいて環境影響評価を行なう場合も同様であると考えられる。

表5. 2-6. 火力発電所の事業の環境影響評価の参考項目（発電所アセス省令別表第2）

環境要素の区分				工事の実施			土地または工作物の存在及び供用							
				工 事 用 資 材 等 の 搬 出 入	建 設 機 械 の 稼 動	造 成 等 の 施 工 に よ る 一 時 的 な 影 響	地 形 改 変 及 び 施 設 の 存 在	施 動	設 の 稼 動	資 材 等 の 搬 出 入	廃 棄 物 の 発 生			
環境要素の区分								排ガス	排水	温排水	機械等の稼動			
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	大気環境	大気質	硫酸化合物					○						
			窒素化合物	○	○			○				○		
			浮遊粒子状物質					○						
			石炭粉じん					○						
			粉じん	○	○								○	
		騒音	騒音	○	○							○	○	
			振動	○	○							○	○	
	水環境	水質	水の汚れ						○					
			富栄養化						○					
			水の濁り		○	○								
			水温							○				
底質		有害物質		○										
その他	その他	流向及び流速				○			○					
その他の環境	地形及び地質	重要な地形及び地質				○								
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く）			○	○								
		海域に生息する動物					○		○					
	植物	重要な種及び重要な群落（海域に生育する者を除く）			○	○								
		海域に生育する植物					○		○					
	生態系	地域を特徴づける生態系			○	○								
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観				○								
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	○			○						○		
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等	産業廃棄物			○								○	
		残土			○									
		二酸化炭素						○						

d. 地熱発電所の参考項目

地熱発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表5. 2-7に示す。地熱発電所の環境影響評価の評価項目は、これらの参考項目を参考にして選定される。第2種事業未満の規模の地熱発電所の事業に際して自主的な環境影響評価を行なう場合は、参考項目を勘案しつつ、事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえて評価項目を選定することになると考えられる。また都道府県の環境影響評価条例の対象とされた場合は、条例に規定された、表5. 2-7に示すものに類似

した参考項目を勘案して、評価項目を選定することになると考えられる。

表5. 2-7 地熱発電所の事業の環境影響評価の参考項目（発電所アセス省令別表第4）

環境要素の区分	環境要因の区分			工事の実施		土地又は工作物の存在及び供用			廃棄物の発生	
	大気環境	大気質	硫化水素 窒素酸化物 粉じん	工事中 資材等 の搬出 入	造成等 の施工 による 一時的 な影響	地形改 変及び 施設の 存在	施設の稼働			
							地熱流 体の採 取及び 熱水の 還元	排ガ ス		排 水
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	水環境	水質	水の汚れ							
			水の濁り		○				○	
		その他	温泉				○			
	その他の環境	地形及び地質 地盤	重要な地形及び地質			○				
			地盤変動				○			
	生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物		重要な種及び注目すべき生息地		○	○			
植物			重要な種及び重要な群落		○	○				
生態系			地域を特徴づける生態系		○	○				
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観		主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観			○				
	人と自然との触れ合いの活動の場		主要な人と自然との触れ合いの活動の場	○		○				
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等		産業廃棄物		○				○	
			残土		○					

e. 風力発電所の標準項目

風力発電所の事業は、2005年現在、環境影響評価法の対象事業とされていないが、国内外の状況から考えて、将来は風力発電所も、環境影響評価法の対象事業とされる可能性が高い。ここでは、現に風力発電所を対象事業としている福島県環境影響評価条例の規定に基づいて、風力発電所の環境影響評価の評価項目を説明する⁵⁾。2005年現在、福島県条例は、一般的な内容の風力発電所の事業の環境影響評価の項目（「標準項目」）を、表5. 2-8に示すように規定している。なお、環境影響評価の対象となる事業の規模は、表5. 2-9に示すとおりである。福島県内に立地する風力発電所の環境影響評価においては、表5. 2-8に示す参考項目を勘案して、評価項目を選定することになる。同表の標準項目は、福島県以外の都道府県に立地する風力発電所の事業において自主的な環境影響評価を行なう場合にも準用可能であると考えられる。

表5. 2-8 風力発電所の事業の環境影響評価の標準項目（福島県環境影響評価条例）

環境要素の区分	環境要因の区分			工事の実施			土地又は工作物の存在及び供用	
				建設機械の稼働	資材及び機械の運搬に用いる車両の運行	造成等の施工による一時的な影響	地形変化及び施設の有無	施設の稼働
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	大気環境	大気質	粉じん等	○				
		騒音	騒音	○	○			○
		振動	振動	○	○			
	水環境	水質	水の濁り			○		
	土壌に係る環境その他の環境	地形及び地質	重要な地形及び地質				○	
その他の環境要素		電波障害					○	
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物	重要な種及び注目すべき生息地		○			○	
	植物	重要な種及び重要な群落			○	○		
	生態系	地域を特徴づける生態系		○			○	
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観					○	
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場		○			○	
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等	産業廃棄物			○			
		建設工事に伴う副産物			○			

表5. 2-9 環境影響評価の対象となる風力発電所の規模（福島県環境影響評価条例）

第一区分事業（必ず環境影響評価を実施）	第二区分事業（スクリーニング対象）
出力が10MW以上又は風車が15台以上	出力が7MW以上10MW未満又は風車が10台以上14台以下

f. 太陽光発電所の評価項目

太陽光発電所の事業は環境影響評価法の対象となっていない。2005年現在、都道府県・政令指定都市の環境影響評価条例で太陽光発電所を対象事業としていないものはない。従って、現時点では太陽光発電所の事業に際して環境影響評価を行なう法的な義務はない。自主的な環境影響評価を行なう場合は、水力、火力、地熱発電所の参考項目を勘案しつつ、事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえて評価項目を選定することになると考えられる。

(2) 環境影響評価法に基づく環境影響評価の予測評価手法

a. 環境影響評価法の規定

環境影響評価のための調査、予測、評価の手法は、環境影響評価書に記載される。事業者は、方法書に対する都道府県知事の意見を勘案し、公告縦覧時の国民の意見に配慮して、方法書に記載した手法に検討を加え、事業の種類ごとに主務省令で定めるところにより、手法を選定しなければならない（法第11条）。

b. 発電所アセス省令の規定

1) 選定される手法の要件

環境影響評価のための調査、予測、評価の手法は、選定項目ごとに、選定項目の特性及び事業が及ぼすおそれがある環境影響の重大性について客観的かつ科学的に検討を行なって選定される（省令第8条第1項）。選定される手法は、表5. 2-10に記載された要件を満足するものでなければならない。

表5. 2-10 発電所事業の環境影響評価の手法の要件

選定項目の区分	調査、予測、評価手法の要件	
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	汚染物質の濃度その他の指標により測られる環境要素の汚染又は環境要素の状況の変化の程度及び広がりに関し、これらが人の健康、生活環境又は自然環境に及ぼす環境影響を把握する手法	
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	動物、植物	陸生及び水生の動植物に関し、以下の状況について調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法。 1. 生息種又は生育種及び植生の調査を通じて抽出される、学術上又は希少性の観点から重要な種の分布状況、生息状況又は生育状況 2. 上記の調査を通じて抽出される、学術上又は希少性の観点から重要な群落の分布状況並びに動物の集団繁殖地その他の注目すべき生息地の分布状況
	生態系	地域を特徴づける生態系に関し、 1. 生息種又は生育種及び植生の調査結果その他の調査結果により概括的に把握される生態系の特性に応じて、上位性、典型性及び特殊性の観点から注目される動植物の種又は生物群集（「注目種等」）を複数抽出し、これらの生態、他の動植物との関係又は生息環境若しくは生育環境を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法 2. その他の適切に生態系への環境影響を把握する手法 注) 上位性：生態系の上位に位置する性質 典型性：地域の生態系の特徴を典型的に現す性質 特殊性：特殊な環境であることを示す指標となる性質
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	景観	景観に関し、眺望の状況及び景観資源の分布状況を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法
	人と自然との触れ合いの活動の場	人と自然との触れ合いの活動に関し、野外レクリエーションを通じた人と自然との触れ合いの活動及び日常的な人と自然との触れ合いの活動が一般的に行われる施設又は場の状況を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	廃棄物等及び温室効果ガス等に関し、それらの発生量その他の環境への負荷の程度を把握する手法	

2) 手法の選定方法

調査、予測、評価の手法の選定に際しては、必要に応じて専門家の助言を受けるものとする（省令第8条第2項）。環境影響評価を行なう過程において手法の選定に係る新たな事情が生じたときは、必要に応じ選定された手法の見直しを行なうものとする（省令第8条第3項）。手法の選定理由を、明らかにできるように整理するものとする（省令第8条第4項）。

3) 参考手法（旧「標準手法」）

調査、予測、評価の手法の選定に際しては、「発電所の区分に応じ」、「一般的な事業の内容によって行われる」事業に伴う手法を「勘案しつつ」、「事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえ」る（発電所アセス省令第9条第1項）。この手法を「参考手法」という。発電所アセス省令の制定当初は、この手法を「標準手法」と称していたが、2005年度に行われた改正によって改称され、項目が追加された。

改正前の標準手法の詳細は、資源エネルギー庁編、1999. 発電所に係る環境影響評価の手引. 電力新報社.に記載されている。省令改正に伴う同書の改版までは、同書を参考にしつつ、先行する地点の環境影響評価の方法書、評価準備書等を調査して、調査、予測、評価の手法の詳細を決定することになる。

(3) その他の特別法に基づく評価項目、予測評価手法

電気事業法以外の特別法に基づく環境影響評価の評価項目、予測評価手法の選定は、それぞれの主務官庁またはその外郭団体が発行している基本的な文献に従い、先行する地点の状況を踏まえて行なう。

特別法に基づく環境影響評価は、環境影響評価法に基づくそれと同様に多大な費用と時間を要するので、後者のために実施する調査、予測、評価の成果を極力前者のために流用できるようにすることが得策である。廃棄物処理法の対象事業や公有水面埋立を伴う事業等、複数の環境影響評価が必要となる事業に際しては、関係する法令の全体を最初に把握し、手戻りのない調査、予測、評価の計画を立案することが不可欠である。

参考文献

5. 1 再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き

- (1) (財) 日本野鳥の会. 風力発電施設の設置基準についての(財) 日本野鳥の会の基本的な意見. 2003年12月9日
- (2) 読売新聞 朝刊30面. 風力発電は自然破壊? 御嶽山の事業自治体反対で事実上中止に. 2005年10月30日
- (3) 経済産業省資源エネルギー庁、NEF. 水力発電環境保全対策ガイドブック. 2004年3月
- (4) 鍵谷司ほか. 高度化する廃棄物発電. 座談会. 見直される RDF 発電. エネルギー. 第38巻5号:64-70. 2005

5. 2 再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント

- (5) 小林正. 2003, 風力発電所設置事業に関する環境影響評価について.
http://www.env.go.jp/nature/wind_power/pdf02/mat_her02.pdf,
参照日 2005年5月13日

第6章 再生可能エネルギー開発への土木技術者の貢献

6. 1 再生可能エネルギー発電事業の計画における土木技術者の貢献

6. 1. 1 事業計画の策定

これまで、水力、火力、原子力の電力エネルギー開発に当たり、土木技術者はプロジェクトの先頭に立って取組んできた。発電計画を策定するには、水力発電所を例に取れば、計画地点の水文気象、地形・地質、自然・社会環境条件等の調査に基づき、取水地点、導水路ルート、放水地点、各工作物位置を決め概略の落差、発電使用水量・発電所規模を定め、建設費、発生電力量を算定し経済性を評価する。経済性評価に基づき開発の可否を判断したり、開発可能となるような検討を加えることとなる。計画策定に当たっては、検討を繰り返し徐々に精度を高めて計画を練り上げていくのが一般的であり、検討では技術的内容のみならず、既得水利権、漁業権との調整、家屋・土地に対する補償等さまざまな項目への考慮が必要である。

これら、これまでの発電事業で培ってきた土木技術者の幅広い経験は、今後の再生可能エネルギー発電事業計画においても貢献できるものと考えられる。

再生可能エネルギーの事業計画策定に当たっても、立地地点選定、土木工事、設備工事等の建設コストの引き下げを図ることが重要であるが、4章で述べたように、再生可能エネルギーの開発には各方面の支援制度が制定されている。これら制度も活用して一層のコスト低減に努め、再生可能エネルギーの普及促進を図っていく必要がある。

再生可能エネルギーの中でも水力発電、地熱発電等といった従来から土木技術者が取組んできたエネルギーはもちろんのこと、風力発電、太陽光発電、バイオマス、廃棄物発電等においても土木技術者の発電計画策定への貢献が期待される。

土木技術者としても、これまでの発電所開発で獲得した経験を生かし、再生エネルギー開発を土木技術者の今後の使命として取組んでいくことが地球環境問題への対応として貢献できるとともに新たなビジネスにつながるものとする。

6. 1. 2 許認可対応

国内で従来の水力、火力、原子力等の発電所を建設するにあたっては、定められた許認可手続きが必要である。プロジェクトサイクルの初期段階である調査・計画の時点で許認可手続きが必要となる場合もある。通常、エネルギー土木部門においては土木技術者が中心となって資料の作成から許認可権者への説明に至る許認可対応を行っている。一般的に許認可に係る説明をする相手は必ずしも土木技術者とは限らない。したがって、許認可対応においては、単に技術的な事項を説明するだけでは不十分で、許認可申請の内容を如何に相手にわかりやすく説明できるかが重要になってくる。純粋な土木技術的な事項とは別に、技術的な内容を土木技術者以外の人々に対してわかりやすく説明できる技術が求められる次第である。昨今、ビジネスシーンにおいてプレゼンテーションの重要性が声高に叫ばれているが、エネルギー土木部門では、以前からこうした説明技術－プレゼンテーション能力－が土木技術者に求められていた。

同時に許認可対応においては、土木技術者は許認可に係る法令を熟知しておく必

要がある。もっとも重要なことは、どのような場所でどのような行為をすることが許認可の対象になるのかであるが、そこから派生して、許認可権者は誰か、許認可申請書類の内容はどのようなものか、さらには許認可の内容について、許認可権者に対し、どういう順番でどういうポジションの人間に説明していくべきか、工程策定上、その許認可を得るためにどの程度の期間を要するのか、あるいは何の許認可申請が開発工程のクリティカルパスとなるのか、また、許認可申請の書類の内容はどのようなものとすべきかなどの疑問が湧いてくる。一般的には、各事業者が過去の設備形成の経験のなかでこれらのノウハウを蓄積している。しかし、許認可対応の場合、その求められる進め方や内容に応じて臨機応変に対応する必要がある。まさに「許認可対応に王道なし」という次第であるが、このような相手に応じたフレキシブルな対応もまた、許認可対応を担当する土木技術者に求められる資質であり、エネルギー土木に従事する技術者はプロジェクトサイクルのいずれかの局面における経験でこうした資質を育んできた。

以上に述べた許認可対応において必要とされる「説明力」、「対応力」は、エネルギー土木従事者が業務経験を通じて育まれる技術であるが、再生可能エネルギー発電所事業計画における許認可においても十分に貢献できるものとする。

6. 1. 3 環境問題対応

90年代半ば頃から、エネルギー関連設備の形成において環境問題が声高に叫ばれるようになった。エネルギー土木に従事する技術者にとって、当時、特に頭を悩ませた問題の一つは工事区域およびその近傍に生息する貴重猛禽類をはじめとする貴重種への対応であった。

以下、プロジェクトサイクルの各断面における環境問題対応について述べる。

(1) 調査・計画

5. 2において示した通り、発電所の建設にあたり、その発電所が法アセスの対象となる場合には然るべき環境影響評価手続きを完了しないことには、次の段階である工事計画認可（届出）の手続きには進めないことになっている。また、仮に法アセスの対象とならない場合でも、環境影響評価条例によりアセス対象となり環境影響評価手続きが必要となる場合もある。環境影響評価手続きの実施にあたっては関係官庁、都道府県、市町村、住民への説明が必要となる。一方、環境影響評価条例でもアセス対象とならず、公式的には環境影響評価手続きが不要な場合でも、自主的にアセスを実施すべしと考える事業者が増えている。これは当該発電所に係るマルチステークホルダーから理解を得る必要があるからである。

(2) 設計・施工

基本的には、環境影響評価に基づいて設計、施工が実施される次第ではあるが、実際の設計、施工においては環境問題対応のために土木技術者により実にさまざまな取り組みがなされてきた。その代表的な事例は以下の通りである¹⁾。これら

のノウハウは再生可能エネルギー施設の設計・施工においても適用可能である。

- 1) 地形の改変等の作業で生じる濁水については周辺の河川あるいは海等に直接、排水せずに、濁水処理用の池やプラントを設置して、環境基準に適合するよう水質処理をした後、排水する。
- 2) 地形の改変等の作業の結果、土砂が流出しないよう、土砂流出防止堰を設けたり、掘削後の法面は極力、緑化する。
- 3) 工事区域内に貴重種生物が侵入しないよう防止柵を設ける。
- 4) 既存の原生林を保護するために地形改変部と既存の原生林の境界区間に新たに植林を行い、緩衝林とする。
- 5) 道路の側溝に落ちた小動物が自らの力で脱出できるよう、傾斜型側溝を設ける。
- 6) 修景緑化の際には、遺伝資源保護の観点から現地種を用いる。
- 7) 工事实施の際にリサイクル率を高める。
- 8) 防音シートの設置と計測監理による騒音対策の実施
- 9) 既存の構造物に影響を与えぬよう低振動工法を採用
- 10) ビオトープや人工干潟の創成による自然再生への取り組み
- 11) 工事区域周辺に生息する貴重猛禽類の保護のために繁殖期には影響を及ぼさぬよう工事を停止する。

(3) 保守・運用

環境影響評価において特に議論が集中した事項については、施設が完成し、運用を開始した後も定期的にモニタリングを継続し、環境問題となりえるか否かを検討する。

6. 2 各種プラントの建設における土木技術の貢献

6. 2. 1 風力発電

(1) 調査・計画

a. 風力発電設備の配置計画

風力発電設備の規模や配置を計画する際は、地形に起因する局地的な風況や、季節・時刻による風向・風速の変化を十分に考慮するため、観測データをもとに確率論や三次元シミュレーション技術等を駆使して最適なレイアウト検討を行う必要がある。こうした計画検討は、土木技術者の活躍が期待できる分野であり、事業主体へのコンサルティング等の形での貢献が考えられる。

b. 洋上風力発電の開発

これまでの風力開発地点は経済的條件の比較的良好な場所が多かったが、今後の利用拡大を考えると離島、山間部、海洋上など風況は良くても経済的に必ずしも好条件とはいえない場所が候補地点となることが予想される。とくに海洋上は安定した強い風が吹き、障害物もなく、景観や騒音の問題も少ないため、将来的な開発地点として有望視されている。

ヨーロッパでは比較的浅い水域での洋上（オフショア）風力発電が主流になってきており、3万 km を超える長い海岸線を持つ日本でも洋上風力発電の開発が期待されているところであるが、遠浅が少ない我が国沿岸への適用上の困難もあり、山形県酒田港と北海道瀬棚港で港内に風力発電施設を設置した例はあるものの、外洋に設置した実績はない（2003年時点）。

洋上風力発電の本格導入に向けては、風況・波浪データの観測、経済的で信頼性の高い発電設備の開発、送電系統や漁業補償の問題等、多方面での課題解決が必要であるが、中でも、従来の港湾・海洋土木技術を基礎とした土木分野における設計・建設技術の高度化が大いに期待されており、現在、建設会社を含む多くの企業・研究機関において関連技術の研究開発が進められている。

(2) 設計・施工

a. 土木設備の設計⁽¹⁾

大型台風の襲来により、しばしば各地の風力発電設備が大きな被害を受けているが、風車や塔といった本体の損傷のほかに、基礎部分の損傷事例が報告されている。2003年9月の台風14号により、沖縄県宮古島の風力発電用風車7基のうち3基が倒壊、残る4基もブレード折損等の被害を受けたが、倒壊したもののうち1基はアンカーボルトごとコンクリート基礎から引き抜け塔全体が倒壊したものであり、強烈な風荷重による転倒モーメントに対し、基礎コンクリートの耐力が十分でなかった可能性がある。風車基礎など土木設備の設計に当たっては、風況や地質等の地点特殊性を適切に考慮するとともに、過去の台風による被災事例を十分踏まえ、適度な安全裕度をもつ設備とするための技術が求められる。

b. 土木工事費の低減⁽²⁾

欧米における風力発電設備の建設費は約 1,200 米ドル/kW 程度といわれており、この値が我が国における風力開発の当面の目標となるが、我が国の風力発電設備は導入規模が小さく、電気設備費・電気工事費・土木工事費など、風車本体以外の費用が占める割合が大きくなる傾向にある。新エネルギー・産業技術総合開発機構が実施した「風力開発フィールドテスト事業」における建設費は表 6. 2-1 のとおりであり、各地点のコストは 24~48 万円/kW (平均 37 万円/kW) と欧米の 2 倍以上となっている。図 6. 2-1 の建設費内訳を見ると、風車本体の費用が 40~70% と最も大きな割合を占めており、付帯設備・工事費の割合は地点により大きく異なっている。土木工事費も、開発地点の地質条件や既設道路の有無などによりばらつきがあるが、風車本体に次ぐ費用となっている地点もあり、建設費全体に占める割合は 10~20% と決して小さくない。

今後欧米並みのコストを実現していくためには、事業規模を拡大するとともに、風車本体のほか付帯設備費・工事費の低減を図っていく必要があり、この点での土木技術者の役割は大きい。事業採算性を十分意識し、他事業で蓄積したノウハウを活用しながら、風車基礎や取り付け道路など土木設備の設計・施工におけるコスト低減検討の推進が望まれる。

表 6. 2-1 風力発電設備の建設費の例⁽²⁾

(単位：千円)

事業者	三浦市	東稲産業	稚内市	上ノ国町	大東町	小長井町
出力	400kW	490kW	225kW	500kW	230kW	300kW
風車本体	64,300	84,360	57,950	88,207	52,858	52,920
電気設備	6,700	14,070	16,150	32,300	11,748	23,880
電気工事	5,360	8,140	11,030	5,745	16,439	9,040
土木工事	13,500	39,280	15,643	15,008	13,881	21,710
電力負担金	0	29,610	8,000	7,500	5,000	10,200
工事管理費	4,710	4,760	0	2,822	5,063	5,150
合計	94,570	180,220	108,773	151,582	104,989	122,900
千円/kW	236	368	483	303	456	410

(注 1) 三浦市、上ノ国町はそれぞれ同一機種を 2 機設置。

(注 2) 計測装置は除外。

(注 3) 風車本体は輸送、据付を含む。

(注 4) 三浦、東稲以外は予想価格。

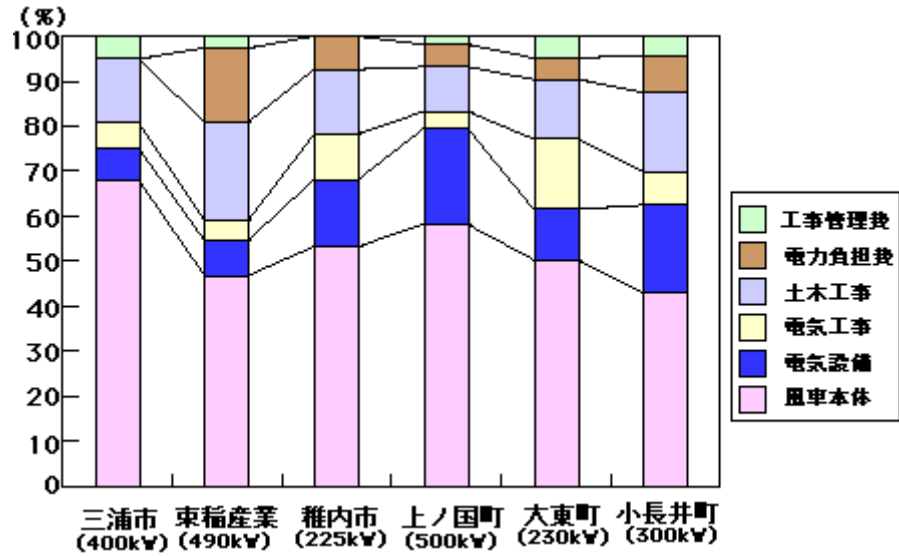


図6. 2-1 風力発電設備の建設費内訳の例⁽²⁾

(3) 保守・運用

風力発電設備の保守・運用における土木技術者の役割としては、取り付け道路およびコンクリート基礎の維持管理が中心となる。

風力発電設備の取り付け道路は、気象条件が厳しく地形的にも急峻な場所に設置される場合が多いため、とくに台風通過後等は点検・保守が重要となる。また、基礎については、上載荷重が大きく、設置環境によっては塩害等による劣化も懸念されるため、これまで蓄積してきたコンクリート構造物維持管理技術を活用し、信頼度の確保と延命化に努める必要がある。

6. 2. 2 太陽光発電

(1) 調査・計画

太陽光発電の調査・計画段階では、最適な設置場所やシステム構成を検討するため、気象条件や立地条件の影響を考慮し、計画段階で年間の発電特性を正しく把握することが重要となる。日射条件や周囲の構造物等による日射の遮断などの影響は、発電特性に大きく影響することから、これらを総合的に評価するためには設置場所の三次元的な形状等による発電量の変化をシミュレーションする技術が必要となる。

また、太陽光発電による大規模システムを導入する場合には、非常に広大な設置面積が必要となる。このため、太陽光発電の導入そのものが環境負荷低減の目的が大きいことも含め、設置場所の確保や敷地の造成による周辺環境への影響をできるだけ軽減するとともに、その程度を適切に評価する技術が必要となる。さらに、地点選定においては、地盤や地質条件について適切に評価する技術も重要である。

これらの太陽光発電の調査・計画に求められる技術には、水力発電所などの計画や環境アセスメント等で土木技術者が培ってきた技術を活用することができる。

(2) 設計・施工

大規模システムを導入する場合、広大な設置場所を確保するための敷地造成が必要となる。このため斜面など土地の形状を有効利用しながら、必要な設置場所を設計・施工していく土木技術が求められる。また、大規模システムそのものが巨大な特殊構造物であり、この構造物の設計・施工には、耐風・耐震設計や構造物を支える基礎の設計技術などとともに、巨大構造物の施工技術が求められる。

一方、一定規模の太陽光発電システムを、道路の斜面や擁壁、建物の屋上や壁面など既存構造物への設置を検討する場合には、発電システムを設置することより一定の荷重が既存構造物に付加されることとなる。このため、設置の安全性や荷重による既存構造物への影響などを十分に検証する必要があり、これには、土木をはじめとする既存構造物を熟知した技術者の判断が求められる。

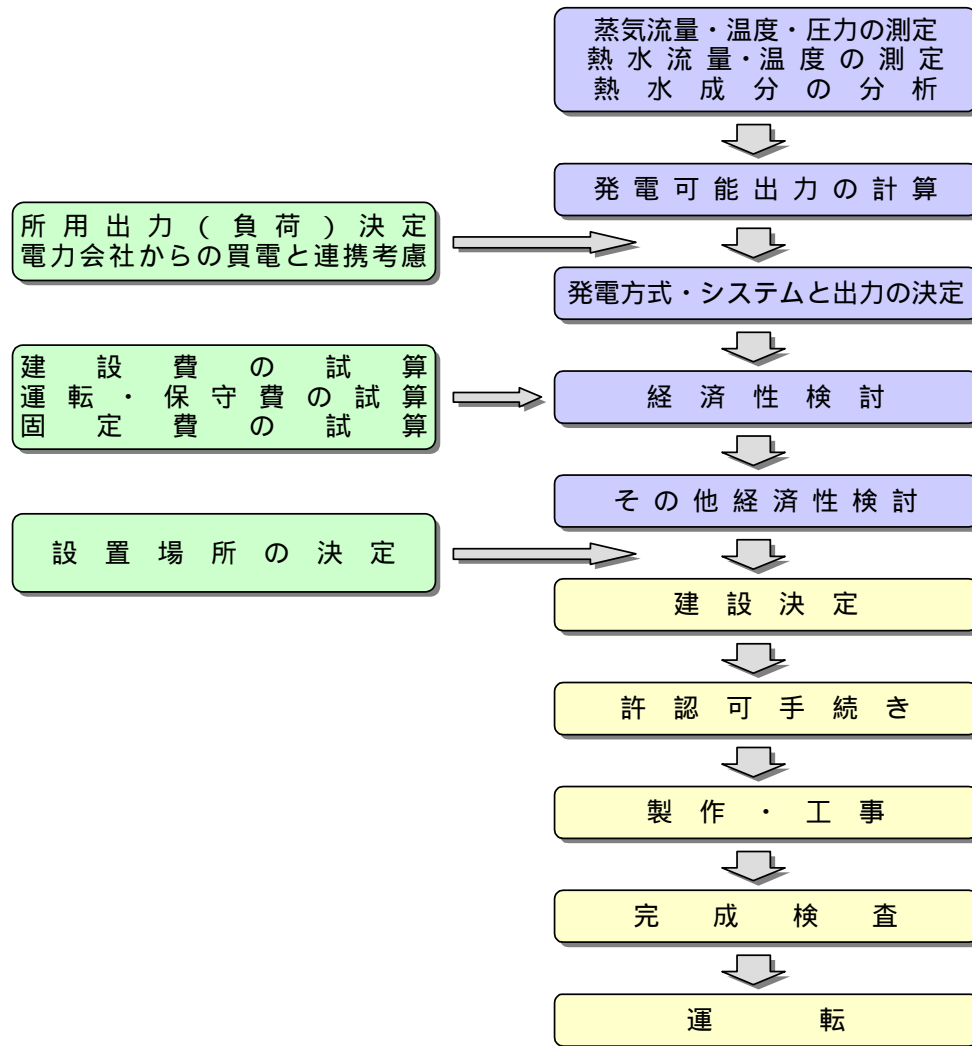
(3) 保守・運用

太陽光発電システムの保守・運用は、太陽光パネル・インバータの劣化診断や保守・点検が中心であるが、発電システムを支える基礎や既存構造物のメンテナンスも同様に重要である。基礎や既存構造物の大半に使用されているコンクリートは設置環境などにより、塩害や中性化などの劣化が進行することから長期間の有効活用を図るためには、適切な劣化状況の把握とともに補修を実施することが必要となる。コンクリート構造物の維持管理には、これまで多くの既存コンクリート構造物の維持管理を担ってきた専門技術者のノウハウが求められる。

6. 2. 3 地熱発電所

(1) 調査・計画

地熱発電所の設置計画検討の手順は図6. 2-3に示すとおりである。この中で調査・計画に該当する段階での土木技術者の貢献としては、建設費の試算における土木工事費の算出などを挙げることが出来よう。周辺環境に充分配慮したうえで更に経済的な敷地造成計画の提案などでの貢献が求められる。



(出典) NEDO パンフレット「中小地熱バイナリー発電設備」

図6. 2-3 地熱発電所設置計画の手順

(2) 設計・施工

建設が決定した後は電力会社においては工事機関が設置されることが多く、そこで土木関係設備の設計・施工管理が求められる。

地熱発電所の建設工事の事例として、八丁原P S (2号機) (1987年～1990年)における土木関係工事の概要と特徴を例示すると以下のようである。

a. 発電所用地造成工事

高含水比盛土、掘削土の構外持ち出し禁止に対応した土工事の工程調整、

環境保全・建設協定に基づく工事中騒音・水質汚濁対策

- b. 冷却塔水槽設置工事
基礎処理
- c. 二相流体輸送管ならびに還元配管基礎工事
- d. 滞留槽設置工事
滞留槽の熱水による熱応力の考慮

(3) 保守・運用

土木設備の規模も大きなものではなく、保守面で特に貢献が求められる事項は挙げられないが、しいていえば地熱発電所の冷却塔内部では、熱水及び蒸気に含まれる硫化水素 (H_2S) によって鉄筋コンクリートの腐食 (中性化) が進行することが報告されている。

デベロッパーの生産した蒸気を購入する契約をしている地熱発電所では、発電所を契約期間以上停止すると多額の違約金が生じるなどの理由もあり、土木設備の補修工事は定修中の短期間で実施するよう厳しい制約を受ける。したがって劣化したコンクリートの補修なども短期間に確実な効果のある工法を選択するなどの貢献を求められることもあると言えよう。

6. 2. 4 水力発電所

我が国における水力発電に関わる土木技術は、110年以上の開発の歴史と設備の維持管理 (2004年3月31日現在の事業用発電所数 1,863地点、最大出力 27,732 MW、年間可能発電電力量 94,773,725 MWh) で蓄積してきた多岐にわたる豊富な技術や知識・経験、対外交渉力に至るまで完成度の高いものである。これらの技術に関わる土木技術者は、その技術を有益に活用するためにも、国内では経済的に有利な開発地点が減少していると諦めることなく、経済性を向上させながらも環境との調和を図るために柔軟な発想・創造力を駆使して新しい開発手法を検討し、今もって国産エネルギーの主力でありクリーンな環境エネルギーである水力発電の開発推進者となるとともに、その価値・役割を正しく理解していただくための広報活動を積極的に展開していく必要がある。

また、これまでに構築された建設技術や運転・保守技術を絶やすことのないよう技術者の育成等に努めるとともに、更なる技術開発を行い、先人が苦勞して作った純国産でクリーンである水力発電設備の効率的な維持・延命化に努め、地域と共存する発電所をいつまでも守りつづける必要がある。

(1) 調査・計画

計画・調査、設計、諸願手続き、地元説明、建設工事実施、運転・保守といった、設備が生まれる前からのライフサイクルにわたる総合的エンジニアリングを土木技術者は担ってきた。このコーディネート能力とこれまでの電源開発や土木設備の維持管理を通じて構築された地元自治体や地域住民との人的ネットワークを最大限に活用し、未開発地点や未利用落差包蔵水力地点の発電計画を策定し、

次期有望地点の発掘に努める必要がある。

発掘された次期開発地点の促進を図る上でも、事業者に対する助成・融資制度等を充実・強化する必要がある、水力発電施設の円滑な立地を促進するためには、従来から行われてきた環境保全対策の徹底を図り、地元住民の十分な理解が得られるよう積極的な広報活動も行う必要がある。

また、水力発電は電気事業法及び河川法に加え、多岐にわたる法規制を受けることから、それらを考慮した発電計画の策定に努めるとともに、その関係法令に基づく諸手続きの円滑化を図る必要がある。

(2) 設計・施工

これまで蓄積してきた技術をもとに、柔軟な発想・創造力を駆使して少しでも経済性を向上させる必要がある。今後開発の主流となるであろう小規模水力では、土木設備だけでなく土地、建物、電気設備の建設から保守に至るライフサイクルコストの低減が重要となるため、それらを総合的に設計・施工できるような新しい設計手法の検討も必要である。

(3) 保守・運用

既存の電気事業者及び自家用発電所を所有する企業に関係する土木技術者は、保守管理体制の構築、設備の効率的な構築、設備維持管理技術の確立、それらに伴う様々なシステム開発等多岐分野にわたり貢献してきた。

近年では、これまで以上の設備維持管理費の低減を図るため、保全方針を定期的な経過年数を根拠とした「時間計画保全(TBM: Time-Based Maintenance)」から、個々の設備状況を診断しその結果に基づいて対応する「状態監視保全(CBM: Condition-Based Maintenance)」や設備部位の重要度等に応じて「事後保全」へと転換してきている。また、その信頼度・合理性を高度化するため信頼性重視保全(RCM: Reliability Centered Maintenance)やライフサイクルコスト(LCC: Life Cycle Cost)等の導入にも取り組んでいる。

水力発電所の奥地化、小規模化が多くなることから、保守管理を容易にするための技術開発やより一層効率的な維持・運用が求められる。電気事業法で事業用電気工作物の設置者に義務付けされた、「技術基準に適合するように維持すること」「維持及び運用に関する保安を確保するための保安規程の策定すること」「保安規程の遵守すること」を踏まえた上で、「巡視及び点検」「測定及び調査」の項目及び頻度等を、自己責任のもと、当該発電所の実状に応じて決定したり、主任技術者の兼任や委託化により、合理的な保安体制を構築する必要がある。

6. 2. 5 バイオマス発電

(1) 調査・計画

発電設備設置地点の選定にあたっては、地形、地質条件等の調査が必要であり、発電所敷地の造成計画や冷却水の取放水計画、アクセス道路計画等においては、経済性や周辺環境への影響も十分考慮した全体計画が求められるため、こうした

調査・計画において土木技術が活用される。

(2) 設計・施工

バイオマス発電設備における土木設備としては、燃焼ボイラー、蒸気タービン発電機等を支持する鉄筋コンクリート基礎、および冷却水取放水のための水路工作物等が挙げられる。これらの設計には各種荷重や地質調査結果等を適切に考慮する必要があり、施工段階においても健全な設備としての品質管理が求められるなど、専門的な土木技術が必要となる。

(3) 保守・運用

バイオマス発電設備の保守・運用における土木技術者の役割としては、コンクリート基礎および水路工作物等の維持管理が中心であり、これらの保守点検や補修にあたり、他事業で培った土木技術が活用できる。

また、発電以外の分野では、水力発電所の取水口に漂着する流木塵芥を再資源化し、農業用堆肥やストーブ燃料等の木質バイオマス資源として有効利用する事業が行われており、水力発電所の運用を担っている土木技術者として、この分野における貢献が期待できる。

6. 2. 6 廃棄物発電所

廃棄物発電所の調査・計画、設計・施工、保守・運用の各段階において、土木技術が貢献できるものとする。

(1) 調査・計画

候補地点選定に当たっては、地形・地質などの自然条件や環境条件並びに周辺の交通ネットワークなどの社会条件等を把握する必要があるが、これらの調査に当たっては、土木技術が活用できるものとする。

発電所の計画策定に当たっては、発電所用地の整地計画、発電所基礎の工事計画、水路等付帯設備の計画等に土木技術を活用して効率的・合理的な計画を策定することができるものとする。

特に、土木工事費関係の経済性に大きく寄与するのは、計画段階での候補地点の比較検討、発電所レイアウトの比較検討等であり、この段階から土木技術の活用が必要とする。

(2) 設計・施工

発電所用地の整地工事、発電所基礎工事および水路等付帯設備工事の合理的設計には、土木技術の活用が必要である。

施工段階においても安全・環境・品質等の施工管理面で土木技術が必要とする。

(3) 保守・運用

土木関連設備の供用後の点検、補修、改良等についても土木技術が必要とする。

る。

6. 3 CDMプロジェクトにおける土木技術の貢献

(1) CDMについて

CDMとは2. 1. 3(1)に記載したとおり、先進国と途上国が共同で温室効果ガス排出削減事業を実施し、その削減分を投資国（先進国）が自国の目標達成に利用できる制度をいう。先進国にとっては、排出削減量（または吸収増大量）に基づいて発行されたクレジットを自国の目標達成に利用できる。一方、途上国にとっては、再生可能エネルギーの利用による温室効果ガス排出削減と CDM プロジェクトの実施を通じた技術移転の機会が得られる。

(2) CDMプロジェクトにおける土木技術の貢献

これまでに土木技術者が国内外で蓄積した技術力とノウハウを活かすことにより、CDMプロジェクトにおけるエネルギー土木技術の貢献が期待される。

表 2.1-4 の中で、風力発電及び水力発電に関する CDM プロジェクトではエネルギー土木技術者が貢献している分野である。ここでは、自然条件及び発電計画等により獲得できる炭素クレジット量が大きく影響される。従って、水文・気象・地形等自然条件の分析・評価、設備レイアウト及び発電計画策定技術等が重要となる。これらは、従来の発電所開発において土木技術者が主体となって携わり培ってきた技術・ノウハウであるため、CDM プロジェクト開発における技術的評価に貢献できると考えられる。

また、炭素クレジットを獲得するまでには、2. 1. 3(3)に記載の手続が必要とされる。中でも、投資国及びホスト国による承認における契約締結に向けた相手国政府との交渉においては、発電所建設に際しての官庁・利害関係者等との許認可・申請手続及び折衝等において培った経験・ノウハウ（説明能力、柔軟な対応力等）が活かされると考えられる。

これらの活動の中で、有効化審査に必要な PDD（プロジェクト設計書）作成は新しい業務であり、専門的な知識・技術が必要とされ、実務経験を通じた専門能力の開発により CDM プロジェクト推進へのさらなる貢献が可能であると考えられる。

参考文献

6. 1 再生可能エネルギー発電所事業の計画における土木技術の貢献

6. 2 各種プラントの建設における土木技術の貢献

6. 2. 1 風力発電

(1)石原孟、山口敦、藤野陽三.

2003年台風14号による風力発電設備の被害とシミュレーションによる強風の推定.

土木学会誌. Vol.88、2003、p.45-48.

(2)独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構.

NEDO ニュース Vol.18-164号風力開発フィールドテスト事業の概要.

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構. 1998年. (オンライン)、

入手先 〈<http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/nedonews/164/1-1.html>〉、

(参照 2006-01-05).

第7章 再生可能エネルギーの普及に向けた提言

温暖化、酸性雨、生物多様性の減少等のボーダレスな環境問題の顕在化は地球規模の問題として大きくクローズアップされるようになった。特に地球温暖化現象については、CO₂をはじめとする温室効果ガスがその主要因とされている。第1章において述べた通り、人為的に大気に放出されるCO₂の約4分の3が化石燃料によるものである。世界的に温室効果ガスの排出量を削減するために関係国間で削減目標を定めた京都議定書が発効し、わが国も2008年から2012年までの第1約束期間において1990年比6%の削減を約束している。国により排出量削減のために新エネルギー導入促進策が施行され、また、そのための基盤も整備されるようになった。

一方、わが国は経済成長を遂げた結果、経済活動のグローバル化やボーダレス化が生じ、公益的な価値を持つと考えられてきた電気エネルギーも、今や市場経済の中で一つの商品として、その供給量ではなく、販売価格そのものが競われる新たな時代を迎えた。増大する一方であった社会基盤に関する国民の要望は一段落し、むしろ安心できる潤いのある社会の構築が求められている。社会構造あるいはエネルギー需要構造の本質的ともいえる変化から、原子力関連の開発やRPS・分散型電源の類を除いて、国内での新規エネルギー源開発は大きく望めない時代となった。

このような状況の下、エネルギー土木部門がインハウスエンジニアとして長年培ってきた技術力を活かした新たな事業分野への取り組みの場としての再生可能エネルギーの普及に向けて、以下の通り提言する。

(1) 土木技術者による総合工学的な取り組み

そもそも、エネルギー土木とはエネルギー関連施設を立地するための土木計画学、水象・海象・気象に関する知識、さらに環境調査・アセスメントや環境保全技術などを集積したボーダレスな総合工学である。エネルギー土木技術者には、土木工学に関する知識は元より、設備形成にあたりコスト、品質、工期、地域共生、環境、安全等を総合的にバランスさせるエンジニアリング力、技術以外の業務課題に対応するプロジェクト遂行力が求められており、より複雑化、高度化、専門化した要素技術を効率的に取り込み、最適に統合、実践する技術が熟成されてきた。

このようなエネルギー土木で培われたノウハウは再生可能エネルギーの設備形成にも十分に適用可能である。再生可能エネルギー関連設備の場合、従来の設備と比較して土木工学的な要素が占める割合は低い。そこで、エネルギー土木技術者自身が自ら、従来のボーダーを越えるべきである。すなわち、従来の職域を越えた公的資格を取得し、土木技術者が各種再生可能エネルギーのスペシャリストになり、従来のプロジェクト遂行力に機械や電気の領域の専門的な知識を取り込んで、再生可能エネルギー関連設備形成のイニシアティブを執り、総合的な管理を行えば、再生可能エネルギーの普及に大きく貢献しうるものと考えられる。

(2) 新たな再生可能エネルギーの実用化に向けた技術開発の推進

第6章で述べたように、風車基礎など土木設備の設計に当たっては、我国特有の風況や地質等の地点特殊性を適切に考慮するとともに、過去の台風等による被

災事例を十分踏まえ、適度な安全裕度をもつ設備とするための技術が求められる。また、今後開発が期待される洋上風力は、遠浅海岸が少ない我国沿岸への適用上の困難もあり、従来の港湾・海洋土木技術を基礎とした土木分野における設計・建設技術の高度化が大いに期待される場所である。

現在、こうした問題に対処するため、土木技術者が機器メーカーと共同で研究開発を実施するなど、建設会社を含む多くの企業・研究機関において関連技術の研究開発が進められ、このなかから技術的なブレークスルーが期待されている。

既に風力、太陽光、バイオマスその他、地熱と1 MW未満の中小水力がRPS法の対象となる再生可能エネルギーとされているが、2章において紹介した通り、波力、海洋温度差、高温岩体等の再生可能エネルギーが研究開発の途上にある。上記のような取り組みに倣って、エネルギー土木技術者が技術開発をリードし、我国に適した技術をもった再生可能エネルギーの普及に努めるとともに、風力、太陽光、バイオマスに次ぐ第4の再生可能エネルギーの実用化を目指す必要がある。

(3) CDM、JIの活用による海外への展開

京都議定書においてわが国は温室効果ガス排出量を対1990年比6%の削減を約束しているが、実際のところ、2004年度において我が国温室効果ガス排出量は基準年比で既に7.4%増加しており、削減目標との差は13.4%と広がっている。この厳しい状況のなか、温室効果ガス削減目標1990年比6%を確実に達成するために、2005年4月28日に京都議定書目標達成計画が閣議決定され、京都メカニズムの活用が掲げられた。

エネルギー土木技術者は、海外技術協力・投資等で海外におけるエネルギー関連プロジェクトの発掘、調査・計画、設計・施工、運転・管理とプロジェクト全体に携わり、技術力とノウハウを蓄積してきた。この技術力・ノウハウを最大限に活用して、CDM・JIプロジェクトを通じて、海外において再生可能エネルギーの普及を図り、温室効果ガス削減に寄与しながら、途上国の発展に貢献していくことが期待される。

さらに、エネルギー土木技術者は、開発途上国の自立発展性に寄与する組織・制度の構築にも関わってきており、これらノウハウを活かして、CDMプロジェクト推進のより一層の円滑化への貢献が期待できる場所である。

以 上